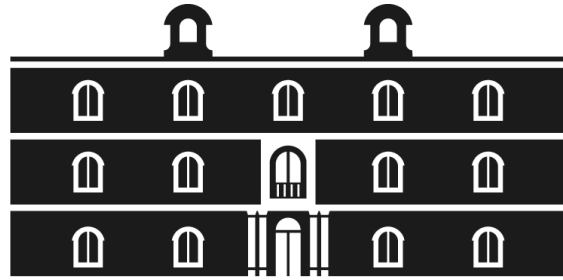


Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# **DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN PARA UNA URBANIZACIÓN DE VIVIENDAS**

**Titulación: INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL**

**Intensificación: ELECTRICIDAD**

**Alumno: RUBÉN MIGUEL BLÁZQUEZ SEGURA**

**Director: ALFREDO CONESA TEJERINA**

Cartagena, de

de 20

# ÍNDICE

---

1. MEMORIA.....	1
1.1. Antecedentes .....	2
1.2. Objeto del proyecto .....	2
1.3. Titulares de la instalación: al inicio y al final .....	3
1.4. Usuarios de la instalación .....	3
1.5. Emplazamiento de la instalación.....	3
1.6. Legislación y normativa aplicable .....	4
1.7. Descripción genérica de las instalaciones, uso y potencia .....	6
1.7.1. Red de Baja Tensión .....	6
1.7.2. Red de Media Tensión .....	6
1.7.2.1. Potencia máxima a transportar y criterios de cálculo.....	7
1.7.3. Centros de Transformación .....	7
1.7.3.1. Programa de necesidades y potencia instalada en kVA .....	7
1.8. Plazo de ejecución de las instalaciones .....	9
1.9. Descripción de las instalaciones .....	9
1.9.1. Red de Baja Tensión .....	9
1.9.1.1. Trazado .....	10
1.9.1.1.1. Longitud.....	10
1.9.1.1.2. Inicio y final de la línea .....	11
1.9.1.1.3. Condiciones generales para cruzamientos, proximidades y paralelismos ....	11
1.9.1.1.4. Relación de propietarios afectados con dirección y D.N.I. ....	15
1.9.1.2. Materiales .....	15
1.9.1.2.1. Conductores .....	15
1.9.1.2.2. Aislamientos .....	16
1.9.1.2.3. Accesorios.....	16
1.9.1.2.4. Protecciones eléctricas de principio y fin de línea .....	17
1.9.1.3. Zanjas y sistema de enterramiento .....	17
1.9.1.3.1. Medidas de señalización y seguridad .....	17

1.9.1.4. Puesta a Tierra y continuidad del neutro .....	17
1.9.2. Red aérea de media tensión .....	18
1.9.2.1. Trazado .....	18
1.9.2.1.1. Puntos de entronque y final de línea.....	18
1.9.2.1.2. Longitud.....	18
1.9.2.1.3. Términos municipales afectados .....	19
1.9.2.1.4. Condiciones generales para cruzamientos, proximidades y paralelismos .....	19
1.9.2.1.5. Relación de propietarios afectados con dirección y D.N.I.....	23
1.9.2.2. Materiales.....	23
1.9.2.2.1. Conductores .....	23
1.9.2.2.2. Aislamientos.....	24
1.9.2.2.3. Accesorios.....	24
1.9.2.2.4. Protecciones eléctricas de principio y fin de línea .....	25
1.9.2.3. Zanjas y sistema de enterramiento .....	25
1.9.2.3.1. Medidas de señalización y seguridad .....	25
1.9.2.4. Puesta a Tierra.....	26
1.9.2.5. Apoyos.....	26
1.9.2.6. Armados.....	26
1.9.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN .....	26
1.9.3.1. Generalidades.....	27
1.9.3.1.1. EDIFICIO DE TRANSFORMACIÓN: PFU-5/20 .....	27
1.9.3.1.1.1. Características de los materiales.....	27
1.9.3.1.1.2. Características detalladas PFU-5/20 .....	29
1.9.3.1.1.3. Instalación Eléctrica.....	29
1.9.3.1.1.4. Características de la Aparamenta de Media Tensión.....	30
1.9.3.1.1.5. Características Descriptivas de la aparamenta MT y Transformadores ...	31
1.9.3.1.1.6. Características Descriptivas de los Cuadros de Baja Tensión.....	35
1.9.3.1.1.7. Características del material vario de Media Tensión y Baja Tensión .....	36
1.9.3.1.1.8. Medida de la energía eléctrica .....	37
1.9.3.1.1.9. Unidades de protección, automatismo y control .....	37
1.9.3.1.1.10. Puesta a Tierra.....	37
1.9.3.1.1.11. Instalaciones secundarias.....	37
1.9.3.1.2. EDIFICIO DE TRANSFORMACIÓN: miniBLOK .....	38

1.9.3.1.2.1.	Características de los Materiales .....	38
1.9.3.1.2.2.	Instalación eléctrica .....	40
1.9.3.1.2.3.	Características de la Aparamenta de Media Tensión.....	40
1.9.3.1.2.4.	Características Descriptivas de la Aparamenta MT y Transformadores ..	42
1.9.3.1.2.5.	Características Descriptivas de los Cuadros de Baja Tensión.....	43
1.9.3.1.2.6.	Características del material vario de Media Tensión y Baja Tensión .....	44
1.9.3.1.2.7.	Medida de la energía eléctrica .....	45
1.9.3.1.2.8.	Unidades de protección, automatismo y control .....	45
1.9.3.1.2.9.	Puesta a Tierra .....	45
1.9.3.1.2.10.	Instalaciones secundarias.....	45
2.	CALCULOS JUSTIFICATIVOS .....	47
2.1.	RED DE BAJA TENSION.....	48
2.1.1.	Cálculos eléctricos.....	48
2.1.1.1.	Previsión de Potencia .....	49
2.1.1.2.	Diseño del centro de transformación CT – 1 .....	59
2.1.1.2.1.	Potencias conectadas en CT1 - Anillo 1 .....	59
2.1.1.2.1.1	Determinación del punto de mínima tensión .....	61
2.1.1.2.1.4.	Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2	65
2.1.1.2.1.5.	Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	67
2.1.1.2.1.6.	Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	69
2.1.1.2.2	Potencias conectadas en CT1 - Anillo 2 .....	71
2.1.1.2.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión.....	73
2.1.1.2.2.3	Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	75
2.1.1.2.2.4.	Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2	77
2.1.1.2.2.5.	Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	79
2.1.1.2.2.6.	Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	80
2.1.1.2.3.	Potencias conectadas en CT1 - Anillo 3 .....	82
2.1.1.2.3.1.	Determinación del punto de mínima tensión.....	84
2.1.1.2.3.2.	Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección.....	85
2.1.1.2.3.3	Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	87



2.1.1.2.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2	89
2.1.1.2.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	91
2.1.1.2.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	93
2.1.1.3. Diseño del centro de transformación CT – 2 .....	95
2.1.1.3.1. Potencias conectadas en CT1 - Anillo .....	95
2.1.1.3.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	96
2.1.1.3.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1	97
2.1.1.3.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	99
2.1.1.3.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	101
2.1.1.3.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	103
2.1.1.3.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	104
2.1.1.3.2 Potencias conectadas en CT2 - Anillo 2 .....	106
2.1.1.3.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	108
2.1.1.3.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	109
2.1.1.3.2.3. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	111
2.1.1.3.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	113
2.1.1.3.2.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	114
2.1.1.3.2.6. Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	116
2.1.1.4. Diseño del centro de transformación CT – 3 .....	119
2.1.1.4.1. Potencias conectadas en CT3 - Anillo 1 .....	119
2.1.1.4.1.1. Determinación del punto de mínima tensión.....	120
2.1.1.4.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	121
2.1.1.4.1.3. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	122
2.1.1.4.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	124

2.1.1.4.1.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	126
2.1.1.4.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	128
2.1.1.4.2. Potencias conectadas en CT3 - Anillo 2 .....	129
2.1.1.4.2.1. Determinación del punto de mínima tensión.....	131
2.1.1.4.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	132
2.1.1.4.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	133
2.1.1.4.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	135
2.1.1.4.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	136
2.1.1.4.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	138
2.1.1.5. Diseño del centro de transformación CT – 4 .....	140
2.1.1.5.1. Potencias conectadas en CT4 - Anillo 1 .....	140
2.1.1.5.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	141
2.1.1.5.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	142
2.1.1.5.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	143
2.1.1.5.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	145
2.1.1.5.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	146
2.1.1.5.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	148
2.1.1.5.2. Potencias conectadas en CT4 - Anillo 2 .....	150
2.1.1.5.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	151
2.1.1.5.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	152
2.1.1.5.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	153
2.1.1.5.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	155
2.1.1.5.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	156
2.1.1.5.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	158

2.1.1.6. Diseño del centro de transformación CT – 5 .....	160
2.1.1.6.1. Potencias conectadas en CT5 - Anillo 1 .....	160
2.1.1.6.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	161
2.1.1.6.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	162
2.1.1.6.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	164
2.1.1.6.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	165
2.1.1.6.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	167
2.1.1.6.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	169
2.1.1.6.2. Potencias conectadas en CT5 - Anillo 2 .....	171
2.1.1.6.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	172
2.1.1.6.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	173
2.1.1.6.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	174
2.1.1.6.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	176
2.1.1.6.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	177
2.1.1.6.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	179
2.1.1.7. Diseño del centro de transformación CT – 6 .....	181
2.1.1.7.1. Potencias conectadas en CT6 - Anillo 1 .....	181
2.1.1.7.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	182
2.1.1.7.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	184
2.1.1.7.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	186
2.1.1.7.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	187
2.1.1.7.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	189
2.1.1.7.2. Potencias conectadas en CT6 - Anillo 2 .....	191
2.1.1.7.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	192

2.1.1.7.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	193
2.1.1.7.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	194
2.1.1.7.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	196
2.1.1.7.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	197
2.1.1.7.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	199
2.1.1.8. Diseño del centro de transformación CT – 7 .....	201
2.1.1.8.1. Potencias conectadas en CT7 - Anillo 1 .....	201
2.1.1.8.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	202
2.1.1.8.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	203
2.1.1.8.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	205
2.1.1.8.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	207
2.1.1.8.1.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	208
2.1.1.8.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	210
2.1.1.8.2 Potencias conectadas en CT7 - Anillo 2 .....	212
2.1.1.8.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	213
2.1.1.8.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	214
2.1.1.8.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	216
2.1.1.8.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	218
2.1.1.8.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	219
2.1.1.8.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	220
2.1.1.9. Diseño del centro de transformación CT – 8 .....	223
2.1.1.9.1. Potencias conectadas en CT8 - Anillo 1 .....	223
2.1.1.9.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	224
2.1.1.9.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	225

2.1.1.9.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	226
2.1.1.9.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	228
2.1.1.9.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	229
2.1.1.9.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	231
2.1.1.9.2. Potencias conectadas en CT8 - Anillo 2 .....	233
2.1.1.9.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	234
2.1.1.9.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	235
2.1.1.9.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	236
2.1.1.9.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	238
2.1.1.9.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	240
2.1.1.9.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	241
2.1.1.10. Diseño del centro de transformación CT – 9 .....	243
2.1.1.10.1. Potencias conectadas en CT9 - Anillo 1 .....	243
2.1.1.10.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	244
2.1.1.10.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	245
2.1.1.10.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	247
2.1.1.10.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	248
2.1.1.10.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	250
2.1.1.10.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	251
2.1.1.10.2. Potencias conectadas en CT9 - Anillo 2 .....	253
2.1.1.10.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	254
2.1.1.10.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	255
2.1.1.10.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	256

2.1.1.10.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	258
2.1.1.10.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	259
2.1.1.10.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	261
2.1.1.11. Diseño del centro de transformación CT – 10 .....	263
2.1.1.11.1. Potencias conectadas en CT10 - Anillo 1 .....	263
2.1.1.11.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	264
2.1.1.11.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	265
2.1.1.11.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	266
2.1.1.11.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	268
2.1.1.11.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	269
2.1.1.11.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	271
2.1.1.11.2. Potencias conectadas en CT10 - Anillo 2 .....	273
2.1.1.11.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	274
2.1.1.11.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	275
2.1.1.11.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	276
2.1.1.11.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	278
2.1.1.11.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	279
2.1.1.11.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	281
2.1.1.11.3. Potencias conectadas en CT10 - Anillo 3 .....	283
2.1.1.11.3.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	284
2.1.1.11.3.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	285
2.1.1.11.3.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	287
2.1.1.11.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	289

2.1.1.11.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	291
2.1.1.11.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	292
2.1.1.12. Diseño del centro de transformación CT – 11 .....	295
2.1.1.12.1. Potencias conectadas en CT11 - Anillo 1 .....	295
2.1.1.12.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	296
2.1.1.12.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	297
2.1.1.12.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	299
2.1.1.12.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	301
2.1.1.12.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	302
2.1.1.12.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	304
2.1.1.12.2 Potencias conectadas en CT11 - Anillo 2 .....	306
2.1.1.12.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	307
2.1.1.12.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	308
2.1.1.12.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	310
2.1.1.12.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	312
2.1.1.12.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	313
2.1.1.12.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	315
2.1.1.12.3. Potencias conectadas en CT11 - Anillo 3 .....	317
2.1.1.12.3.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	318
2.1.1.12.3.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	319
2.1.1.12.3.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	321
2.1.1.12.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	323
2.1.1.12.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	324
2.1.1.12.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	326

2.1.1.13. Diseño del centro de transformación CT – 12 .....	328
2.1.1.13.1. Potencias conectadas en CT12 - Anillo 1 .....	328
2.1.1.13.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	329
2.1.1.13.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	330
2.1.1.13.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	332
2.1.1.13.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	334
2.1.1.13.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	336
2.1.1.13.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	338
2.1.1.13.2 Potencias conectadas en CT12 - Anillo 2 .....	340
2.1.1.13.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	342
2.1.1.13.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	343
2.1.1.13.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	346
2.1.1.13.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	347
2.1.1.13.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	350
2.1.1.13.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	352
2.1.1.14. Diseño del centro de transformación CT – 13 .....	355
2.1.1.14.1. Potencias conectadas en CT13 - Anillo 1 .....	355
2.1.1.14.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	356
2.1.1.14.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	357
2.1.1.14.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	358
2.1.1.14.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	360
2.1.1.14.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	362
2.1.1.14.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	363
2.1.1.14.2. Potencias conectadas en CT13 - Anillo 2 .....	365



2.1.1.14.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	366
2.1.1.14.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	367
2.1.1.14.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	369
2.1.1.14.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	370
2.1.1.14.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	372
2.1.1.14.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	373
2.1.1.15. Diseño del centro de transformación CT – 14 .....	375
2.1.1.15.1. Potencias conectadas en CT14 - Anillo 1 .....	375
2.1.1.15.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	376
2.1.1.15.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	377
2.1.1.15.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	379
2.1.1.15.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	381
2.1.1.15.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	382
2.1.1.15.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	384
2.1.1.15.2. Potencias conectadas en CT14 - Anillo 2 .....	386
2.1.1.15.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	387
2.1.1.15.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	388
2.1.1.15.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	390
2.1.1.15.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	391
2.1.1.15.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	393
2.1.1.15.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	394
2.1.1.16. Diseño del centro de transformación CT – 15 .....	396
2.1.1.16.1. Potencias conectadas en CT15 - Anillo 1 .....	396
2.1.1.16.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	397

2.1.1.16.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	398
2.1.1.16.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	400
2.1.1.16.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	402
2.1.1.16.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	403
2.1.1.16.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	405
2.1.1.16.2. Potencias conectadas en CT15 - Anillo 2 .....	407
2.1.1.16.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	408
2.1.1.16.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	409
2.1.1.16.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	411
2.1.1.16.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	412
2.1.1.16.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	414
2.1.1.16.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	416
2.1.1.17. Diseño del centro de transformación CT – 16 .....	418
2.1.1.17.1. Potencias conectadas en CT16 - Anillo 1 .....	418
2.1.1.17.1.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	419
2.1.1.17.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	420
2.1.1.17.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	422
2.1.1.17.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	424
2.1.1.17.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	425
2.1.1.17.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2 .....	427
2.1.1.17.2. Potencias conectadas en CT16 - Anillo 1 .....	429
2.1.1.17.2.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	430
2.1.1.17.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	431

2.1.1.17.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	433
2.1.1.17.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	434
2.1.1.17.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	436
2.1.1.17.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	438
2.1.1.17.3. Potencias conectadas en CT16 - Anillo 3 .....	440
2.1.1.17.3.1 Determinación del punto de mínima tensión .....	441
2.1.1.17.3.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1 .....	442
2.1.1.17.3.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1.....	444
2.1.1.17.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2 .....	445
2.1.1.17.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2.....	447
2.1.1.17.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2.....	449
2.1.2. Tabla resumen cálculos eléctricos.....	451
2.2 RED DE MEDIA TENSIÓN.....	458
2.2.1. LSMT ACOMETIDA – CENTRO DE REPARTO.....	458
2.2.1.1 Criterios para la determinación de la sección .....	459
2.2.1.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible .....	459
2.2.1.1.2 Criterio de caída de tensión.....	461
2.2.1.1.3 Criterio de Intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores .....	462
2.2.1.2. Otras características eléctricas .....	464
2.2.1.2.1. Capacidad de transporte de la línea .....	464
2.2.1.2.2. Potencia máxima de transporte .....	464
2.2.1.3. Tablas resultado de cálculos .....	465
2.2.1.4 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción.....	465
2.2.2. LSMT CENTRO DE REPARTO – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN ABONADO .....	466
2.2.2.1 Criterios para la determinación de la sección .....	466

2.2.2.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible .....	467
2.2.2.1.2 Criterio de caída de tensión.....	469
2.2.2.1.3 Criterio de Intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores .....	470
2.2.2.2. Otras características eléctricas .....	472
2.2.2.2.1. Capacidad de transporte de la línea .....	472
2.2.2.2.2. Potencia máxima de transporte .....	472
2.2.2.3. Tablas resultado de cálculos .....	472
2.2.2.4 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción.....	473
2.2.3 CÁLCULO DEL ANILLO DE MEDIA TENSIÓN.....	473
2.2.3.1 Criterios para la determinación de la sección .....	474
2.2.3.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible .....	475
2.2.3.1.2 Criterio de Caída de Tensión .....	478
2.2.3.1.3 Criterio de intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores .....	487
2.2.3.2 Otras características eléctricas .....	489
2.2.3.2.1 Capacidad de transporte de la línea .....	489
2.2.3.2.2. Potencia máxima de transporte .....	489
2.2.3.3 Tablas resultado de cálculos .....	489
2.2.4. CÁLCULO DEL TRAMO AÉREO DE MT.....	490
2.2.4.1.- Cálculo eléctricos de la línea aérea .....	490
2.2.4.1.1. Intensidad nominal de diseño.....	490
2.2.4.1.2. Densidad máxima de corriente.....	491
2.2.4.1.3. Resistencia .....	491
2.2.4.1.4. Reactancia aparente .....	491
2.2.4.1.5. Caída de tensión .....	493
2.2.4.1.6. Potencia máxima a transportar .....	494
2.2.4.1.7. Pérdidas de potencia .....	495
2.2.4.1.8. Cálculo eléctrico de la cadena de aisladores .....	496
2.2.4.1.9. Otras características eléctricas .....	498
2.2.4.2. Cálculo mecánico de la línea aérea .....	498
2.2.4.2.1. Cadena de aisladores .....	498

2.2.4.2.2. Cálculo mecánico de los conductores.....	501
2.2.4.2.5. Aéreo subterráneo.....	507
2.2.4.2.6. Cálculo mecánico del apoyo .....	507
2.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN .....	511
2.3.1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO PFU-5/20 (CT11, CR).....	511
2.3.1.1 Intensidad de Media Tensión .....	511
2.3.1.2 Intensidad de Baja Tensión.....	512
2.3.1.3 Cortocircuitos.....	512
2.3.1.3.1 Observaciones .....	512
2.3.1.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito .....	513
2.3.1.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión.....	513
2.3.1.3.4. Cortocircuito en el lado de Baja Tensión.....	513
2.3.1.4 Selección de fusibles de media y baja tensión .....	514
2.3.1.5 Dimensionado del embarrado .....	514
2.3.1.5.1 Comprobación por densidad de corriente .....	514
2.3.1.5.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica .....	514
2.3.1.5.3 Comprobación por sollicitación térmica.....	515
2.3.1.6 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.....	515
2.3.1.7 Dimensionado de los puentes de MT .....	516
2.3.1.8 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación.....	516
2.3.1.9 Dimensionado del pozo apagafuegos .....	516
2.3.1.10 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra .....	517
2.3.1.10.1 Investigación de las características del suelo .....	517
2.3.1.10.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.....	517
2.3.1.10.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra .....	518
2.3.1.10.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.....	518
2.3.1.10.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación.....	521
2.3.1.10.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación .....	522
2.3.1.10.7 Cálculo de las tensiones aplicadas.....	522
2.3.1.10.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior.....	524
2.3.1.10.9 Corrección y ajuste del diseño inicial .....	525
2.3.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN miniBLOK – 24 .....	525
2.3.2.1 Intensidad de Media Tensión .....	525

2.3.2.2. Intensidad de Baja Tensión .....	526
2.3.2.3 Cortocircuitos.....	526
2.3.2.3.1 Observaciones .....	526
2.3.2.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito .....	526
2.3.2.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión.....	527
2.3.2.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión.....	527
2.3.2.4 Dimensionado del embarrado .....	528
2.3.2.4.1 Comprobación por densidad de corriente .....	528
2.3.2.4.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica.....	528
2.3.2.4.3 Comprobación por sollicitación térmica.....	528
2.3.2.5 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.....	528
2.3.2.6 Dimensionado de los puentes de MT .....	529
2.3.2.7 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación.....	530
2.3.2.8 Dimensionado del pozo apagafuegos .....	530
2.3.2.9 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra .....	530
2.3.2.9.1 Investigación de las características del suelo.....	530
2.3.2.9.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.....	530
2.3.2.9.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra .....	531
2.3.2.9.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra.....	531
2.3.2.9.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación.....	534
2.3.2.9.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación .....	535
2.3.2.9.7 Cálculo de las tensiones aplicadas.....	535
2.3.2.9.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior .....	536
2.3.2.9.9 Corrección y ajuste del diseño inicial.....	537
3.1 ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LINEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN .....	540
3.1.1. OBJETO .....	540
3.1.2. CAMPO DE APLICACIÓN.....	540
3.1.3 NORMATIVA APLICABLE .....	540
3.1.3.1 NORMAS OFICIALES.....	540
NORMAS IBERDROLA.....	541
3.1.4. METODOLOGÍA Y DESARROLLO DEL ESTUDIO .....	542
3.1.4.1. ASPECTOS GENERALES .....	542

3.1.4.2. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS .....	542
3.1.4.3. MEDIDAS DE PREVENCIÓN NECESARIAS PARA EVITAR RIESGOS .....	542
3.1.4.4. PROTECCIONES .....	543
3.1.4.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA.....	543
3.1.5. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.....	544
3.1.5.1. RIESGOS MÁS FRECUENTES EN LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN .	544
3.1.5.2. MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER GENERAL.....	545
3.1.5.3. MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER PARTICULAR PARA CADA OFICIO .....	547
3.1.5.3.1 Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas .....	547
3.1.5.3.2 Relleno de tierras .....	548
3.1.5.3.3 Encofrados .....	548
3.1.5.3.4 Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra .....	549
3.1.5.3.5 Trabajos de manipulación del hormigón .....	549
3.1.5.3.6 Instalación eléctrica provisional de obra .....	550
3.1.5.4 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA LINEA SUBTERRANEA DE MEDIA Y BAJA TENSION .....	552
3.1.5.4.1 TRANSPORTE Y ACOPIO DE MATERIALES.....	552
3.1.5.4.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS, APERTURA DE ZANJAS Y REPOSICIÓN DE PAVIMENTO.....	553
3.1.5.4.3 CERCANÍA A LAS LÍNEAS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN.....	554
3.1.5.4.4 TENDIDO, EMPALME Y TERMINALES DE CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS .....	556
3.1.5.4.5. RIESGOS LABORABLES NO ELIMINABLES COMPLETAMENTE....	556
3.1.6. CONCLUSIÓN .....	558
3.1.7 ANEXOS .....	558
3.2. ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN COMPACTOS Y PREFABRICADOS .....	569
3.2.1. OBJETO .....	569
3.2.1.2.1. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	570
3.2.1.2.2. SUMINISTRO DE AGUA POTABLE .....	570
3.2.1.2.3. VERTIDO DE AGUAS SUCIAS DE LOS SERVICIOS HIGIÉNICOS ....	570
3.2.1.2.4. INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS .....	571
3.2.1.3. MEMORIA .....	571
3.2.1.3.1. OBRA CIVIL .....	571

3.2.1.3.1. 1 MOVIMIENTO DE TIERRAS Y CIMENTACIONES .....	571
3.2.1.3.1.2. ESTRUCTURA .....	572
3.2.1.3.1.3. CERRAMIENTOS .....	573
3.2.1.3.1.4. ALBAÑILERÍA .....	573
3.2.1.3.2. MONTAJE .....	574
3.2.1.3.2.1. COLOCACIÓN DE SOPORTES Y EMBARRADOS .....	574
3.2.1.3.2.2 MONTAJE DE CELDAS PREFABRICADAS O APARAMENTA, TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y CUADROS DE B.T. ....	574
3.2.1.3.2.3. OPERACIONES DE PUESTA EN TENSIÓN .....	575
3.2.1.4. ASPECTOS GENERALES .....	576
3.2.1.4.1. BOTIQUÍN DE OBRA.....	576
3.2.5. NORMATIVA APLICABLE .....	576
3.2.5.1. NORMAS OFICIALES .....	576
3.2.6 ANEXOS .....	577
4. PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS .....	588
4.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS (SEGÚN OMAM/304/2002) .....	589
4.1.1 Generalidades.....	589
4.1.2 Definiciones .....	589
4.1.3 Clasificación y descripción de los residuos .....	591
4.1.3.1 RCDs de Nivel I.....	591
4.1.3.2 RCDs de Nivel II.....	591
4.2 MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RESIDUOS .....	593
4.2.1 Prevención en Tareas de Derribo .....	593
4.2.2 Prevención en la Adquisición de Materiales .....	593
4.2.3 Prevención en la Puesta en Obra.....	593
4.2.4 Prevención en el Almacenamiento en Obra.....	593
4.3 CLASIFICACIÓN DE RESIDUOS DE LA CONSTRUCCION Y DEMOLICION .....	594
4.3.1 Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos .....	594
4.3.2 Madera Vidrio y Plástico .....	594
4.3.3 Mezclas bituminosas, alquitrán de hulla y otros productos alquitranados .....	595
4.3.4 Metales (incluidas sus aleaciones) .....	595
4.3.5 Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje .....	595



4.3.6 Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto.	596
4.3.7. Materiales de construcción a partir de yeso .....	596
4.3.8. Otros residuos de construcción y demolición .....	596
4.4 IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE LA CONSTRUCCION .....	597
4.5 Estimación de la cantidad de RCD's.....	598
4.6 Estimación del coste de tratamiento de los RCD's .....	601
4.7 Medidas para la Separación en Obra.....	602
4.8 Medidas de segregación “in situ” .....	603
4.9 Previsión de reutilización en la misma obra u otros emplazamientos .....	603
4.10 Operaciones de valorización “in situ” .....	603
4.11 Destino previsto para los residuos .....	603
4.12. Plantillas y etiquetas.....	604
5. PLIEGO DE CONDICIONES.....	625
5.1. Condiciones generales .....	626
5.1.1. Alcance .....	626
5.1.2. Reglamentos y normas .....	626
5.1.3. Disposiciones generales.....	626
5.1.4. Ejecución de las obras .....	627
5.1.4.1. Comienzo .....	627
5.1.4.2. Ejecución .....	627
5.1.4.3. Libro de órdenes.....	627
5.1.5. Interpretación y desarrollo del proyecto .....	627
5.1.6. Obras complementarias .....	628
5.1.7. Modificaciones .....	628
5.1.8. Obra defectuosa.....	628
5.1.9. Medios auxiliares .....	629
5.1.10. Conservación de obras.....	629
5.1.11. Recepción de las obras .....	629
5.1.11.1. Recepción provisional .....	629
5.1.11.2. Plazo de garantía .....	629
5.1.11.3. Recepción definitiva .....	630
5.1.12. Contratación de la empresa.....	630
5.1.12.1. Modo de contratación .....	630

5.1.12.2. Presentación .....	630
5.1.12.3. Selección .....	630
5.1.13. Fianza.....	630
5.1.14. Condiciones económicas .....	631
5.1.14.1. Abono de la obra .....	631
5.1.14.2. Precios.....	631
5.1.14.3. Revisión de precios.....	631
5.1.14.4. Penalizaciones .....	632
5.1.14.5. Contrato .....	632
5.1.14.6. Responsabilidades .....	632
5.1.14.7. Rescisión del contrato.....	632
5.1.14.8. Liquidación .....	633
5.1.15. Condiciones facultativas .....	633
5.1.15.1. Normas a seguir.....	633
5.1.15.2. Personal.....	633
5.2. PLIEGO DE CONDICIONES DE LA RED DE BAJA TENSIÓN .....	634
5.2.1. Calidad de los materiales. Condiciones y ejecución .....	634
5.2.1.1. Conductores: Tendido, empalmes, terminales, cruces y protecciones .....	634
5.2.1.1.1. Tendido de los cables.....	636
5.2.1.1.2. Protección mecánica y de sobreintensidad .....	637
5.2.1.1.3. Señalización .....	638
5.2.1.1.4. Empalmes y terminales .....	638
5.2.1.1.5. Cajas generales de protección (CGP) .....	639
5.2.1.1.6. Cajas generales de protección y medida (CPM) .....	640
5.2.1.1.7. Armarios de distribución .....	641
5.2.1.2. Accesorios.....	641
5.2.1.3. Medidas eléctricas .....	642
5.2.1.4. Obra civil .....	642
5.2.1.5. Zanjas: Ejecución, tendido, cruzamientos, señalización y acabado .....	642
5.2.2. Normas generales para la ejecución de las instalaciones .....	643
5.2.3. Revisiones y pruebas reglamentarias al finalizar la obra .....	645
5.2.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad .....	646
5.2.5. Revisiones, inspecciones y pruebas periódicas reglamentarias a efectuar por parte de instaladores, de mantenedores y/o organismos de control .....	646

5.3. PLIEGO DE CONDICIONES DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN .....	646
5.3.1. Calidad de los materiales. Condiciones y ejecución. ....	646
5.3.1.1. Conductores: Tendido, empalmes, terminales, cruces y protecciones .....	647
5.3.1.1.1.3. Tendido de los cables en tubulares .....	650
5.3.1.1.2. Empalmes.....	650
5.3.1.1.3. Terminales.....	651
5.3.1.1.4. Transporte de bobinas de cables.....	651
5.3.1.2. Accesorios.....	651
5.3.1.3. Obra civil .....	651
5.3.1.4. Zanjas: Ejecución, tendido, cruzamientos, paralelismos, señalización y acabado .....	652
5.3.2. Normas generales para la ejecución de las instalaciones .....	653
5.4. PLIEGO DE CONDICIONES DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	654
5.4.1. Calidades de los materiales.....	654
5.4.1.1. Obra civil .....	654
5.4.1.2. Aparamenta de Media Tensión .....	655
5.4.1.3. Transformadores.....	655
5.4.1.4. Equipos de medida .....	656
5.4.2. Normas de ejecución de las instalaciones.....	656
5.4.3. Revisiones y pruebas reglamentarias al finalizar la obra .....	657
5.4.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.....	657
5.4.5. Certificados y documentación.....	657
5.4.6. Libro de órdenes.....	658
5.5. PLIEGO DE CONDICIONES ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD .....	658
5.5.1 Legislación y normas aplicables .....	658
5.5.2 Obligaciones de las diversas partes intervinientes en la obra.....	661
5.5.3 Servicios de prevención.....	663
5.5.4 Instalaciones y servicios de higiene y bienestar de los trabajadores.....	664
5.5.5 Condiciones a cumplir por los equipos de protección personal.....	664
5.5.6 Condiciones de las protecciones colectivas .....	665
5.6 PLIEGO DE CONDICIONES PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS .....	667
5.6.1 Obligaciones Agentes Intervinientes.....	667
5.6.2 Gestión de Residuos .....	668

5.6.3 Derribo y Demolición.....	669
5.6.4 Separación.....	669
5.6.5 Documentación .....	670
5.6.6 Normativa .....	671
6. PRESUPUESTO .....	672
6.1 PRESUPUESTO LÍNEA SUBTERRANEA DE BAJA TENSIÓN.....	673
6.1.1 PRESUPUESTO UNITARIO.....	673
6.2 PRESUPUESTO LÍNEA SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN.....	678
6.2.1 PRESUPUESTO UNITARIO.....	678
PRESUPUESTO PARCIAL L.S.M.T. ....	678
6.2.2 PRESUPUESTO TOTAL.....	681
6.3 PRESUPUESTO CENTRO DE TRANSFORMACION PREFABRICADO PFU- 5/20 .....	682
6.3.1. PRESUPUESTO UNITARIO.....	682
6.3.2. PRESUPUESTO TOTAL.....	693
6.4 PRESUPUESTO CENTRO DE TRANSFORMACION PREFABRICADO MINIBLOCK.....	694
6.4.1 PRESUPUESTO UNITARIO.....	694
6.4.2. PRESUPUESTO TOTAL.....	696
6.5 PRESUPUESTO ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD .....	696
6.5.1. PRESUPUESTO UNITARIO.....	696
6.5.2. PRESUPUESTO TOTAL.....	699
6.6 PRESUPUESTO ESTUDIO PLAN DE GESTION DE RESIDUOS .....	700
6.6.1. PRESUPUESTO UNITARIO.....	700
6.6.2. PRESUPUESTO TOTAL.....	700
6.7.3 PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO .....	701
7. PLANOS.....	702

# 1. MEMORIA

### **1.1.Antecedentes**

A petición del departamento de ingeniería eléctrica de la universidad politécnica de Cartagena, el ingeniero técnico industrial que suscribe, procede al estudio y redacción del presente proyecto fin de carrera en la especialidad de electricidad que consistirá en la electrificación de una urbanización, fijando a la vez las condiciones técnicas, económicas y de seguridad que debe reunir la instalación.

### **1.2.Objeto del proyecto**

El presente proyecto tiene por objeto la realización de las obras necesarias para la puesta en funcionamiento de la instalación para desempeñar el normal desarrollo de la actividad, así como solicitar de los organismos competentes las autorizaciones administrativas, de acuerdo con las disposiciones vigentes. Se redacta en el presente proyecto el cálculo y diseño de la red de Baja Tensión, para la alimentación de las distintas cargas que se encuentran distribuidas en el polígono residencial. La red de Baja Tensión incluye todos los elementos que se encuentran a la salida del secundario del transformador, con los fusibles de protección de las líneas y sus respectivas cajas generales de protección según el tipo de abonado o abonados a quienes esté destinado el consumo. Por otra parte también se realizará el cálculo y diseño de la línea de Media Tensión que se deriva de la red de distribución de 20 KV. Disponemos de un apoyo en el cuál se realizará un entronque aéreo para efectuar así un tramo aéreo hasta un entronque aéreo subterráneo. Desde este se accede al centro de reparto y desde el cual se trazará un anillo de media tensión a 20 KV para distribuir la energía eléctrica a los distintos centros de transformación del anillo. Asimismo se trazará una línea de media tensión para dar servicio, a través de un centro de reparto ubicado en el interior de nuestra urbanización, a un centro de transformación tipo abonado situado a las afueras del recinto objeto del estudio. Además de lo proyectado anteriormente se definirán las características de los Centros de Transformación destinados al suministro de energía eléctrica, así como la justificación y valoración de los materiales empleados en los mismos, se utilizarán dos tipos de Centros de Transformación, los PFU y los MINIBLOK. Tras calcular y justificar lo antes descrito se pasará a desarrollar los siguientes estudios específicos:

-Estudio básico de seguridad y salud, que deberá contemplar la identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello, relación de los riesgos laborales que no puedan eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas. En su caso, tendrá en cuenta cualquier otro tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma. Contemplará también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

-Plan de Gestión de residuos: Donde se establecen los requisitos mínimos de su producción y gestión, con objeto de promover su prevención, reutilización, reciclado, valorización y el adecuado tratamiento de los destinados a eliminación de tal forma que no se permitirá el depósito en vertedero de residuos que no hayan sido sometidos a alguna operación de tratamiento. Se analizan los residuos de construcción y demolición que se producirán en la obra y se crea una estimación de su cantidad, las medidas genéricas de prevención que se adoptarán, el destino previsto para los residuos, así como una valoración de los costes derivados de su gestión que deberán formar parte del presupuesto del proyecto.

### **1.3.Titulares de la instalación: al inicio y al final**

Al inicio el titular de la instalación es la Universidad Politécnica de Cartagena con dirección Campus Muralla del Mar. Edificio Antiguo Hospital de Marina. C/ Dr. Fleming S/N. E-30202. Cartagena., más adelante ésta será traspasada a la empresa distribuidora de energía eléctrica Iberdrola.

### **1.4.Usuarios de la instalación**

Los distintos usuarios de la instalación serán las personas físicas que se encuentren viviendo en el polígono residencial tanto en viviendas unifamiliares y edificios, como el mismo ayuntamiento de Lorca el cual dispone de una parcela en la que se tiene previsto construir un equipamiento social y otra de equipamiento juvenil educativo.

### **1.5.Emplazamiento de la instalación**

El polígono residencial está ubicado en el paraje CORTIJO DE VENTE VACÍO, próximo al pueblo de la Zarcilla de Ramos, perteneciente al término municipal Lorca y queda limitado:

- Por el Norte y Este con la carretera propiedad de la Región de Murcia C-14 que une la Ctra. Lorca - Caravaca con la Zarcilla de Ramos.
- Por el Noroeste linda con la propiedad privada ubicada en Paraje Los Villares.
- El resto de lindes es con la propiedad privada de Llanos de Jofre.

Siendo su posición geográfica aproximada con relación al meridiano inicial de Greenwich, la siguiente:

- Longitud oeste 1° 50' 59''
- Latitud norte 37° 49' 36''

Y en coordenadas UTM en DATUM ETRS89:

- X: 601229
- Y: 4187222

## **1.6. Legislación y normativa aplicable**

En el presente proyecto las normas que se han aplicado y que están en uso actualmente son:

Normas generales:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- Guía técnica de aplicación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (en adelante RLAT) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (Decreto 223/2008, de 15 de febrero).
- Real decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Normas particulares y de normalización de Iberdrola.
- Ordenanzas municipales del Ayuntamiento de Murcia.
- Contenidos mínimos en proyectos, Resolución de 3 de Julio de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueban los contenidos esenciales de determinados proyectos y el modelo de certificado como consecuencia de la aprobación por el real decreto 842/2002, de 2 de Agosto, del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Real Decreto 223/2008 de 15 de Febrero, por el que se aprueba el nuevo Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCLAT 01 a 09.
- Normas UNE y normas EN.
- Autorización de Instalaciones Eléctricas. Aprobado por Ley 40/94, de 30 de Diciembre, B.O.E. de 31-12-1994.



- Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-94.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los organismos Públicos afectados.
- Ley de Regulación del Sector Eléctrico, Ley 54/1997 de 27 de Noviembre.
- Orden de 13-03-2002 de la Consejería de Industria y Trabajo por la que se establece el contenido mínimo en proyectos de industrias y de instalaciones industriales.
- NTE-IEP. Norma tecnológica del 24-03-73, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Cualquier otra normativa y reglamentación de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones.
- Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de Mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Normas y recomendaciones de diseño de los edificios para los Centros de Transformación:

- **CEI 61330 UNE-EN 61330**, Centros de Transformación prefabricados.
- **RU 1303A**, Centros de Transformación prefabricados de hormigón.
- **NBE-X**, Normas básicas de la edificación.

Normas y recomendaciones de diseño de la aparataje eléctrica:

- **CEI 60694 UNE-EN 60694**, Estipulaciones comunes para las normas de aparataje de Alta Tensión.
- **CEI 61000-4-X UNE-EN 61000-4-X**, Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida.
- **CEI 60298 UNE-EN 60298**, Aparataje bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- **CEI 60129 UNE-EN 60129**, Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- **RU 6407B**, Aparataje prefabricada bajo envolvente metálica con dieléctrico de Hexafluoruro de Azufre SF<sub>6</sub> para Centros de Transformación de hasta 36 kV.
- **CEI 60265-1 UNE-EN 60265-1**, Interruptores de Alta Tensión. Parte 1: Interruptores de Alta Tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- **CEI 60420 UNE-EN 60420**, Combinados interruptor - fusible de corriente alterna para Alta Tensión.

Normas y recomendaciones de diseño de transformadores:

- **CEI 60076-X UNE-EN 60076-X**, Transformadores de potencia.
- **UNE 20101-X-X**, Transformadores de potencia.

Normas y recomendaciones de diseño de transformadores (aceite):

- **RU 5201D**, Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en Baja Tensión.
- **UNE 21428-X-X**, Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en Baja Tensión de 50 kVA A 2 500 kVA, 50 Hz, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV.

## **1.7.Descripción genérica de las instalaciones, uso y potencia**

### **1.7.1. Red de Baja Tensión**

El polígono residencial está compuesto por quince parcelas destinadas para la creación de viviendas unifamiliares ( 1, 2, 3, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 21) y seis parcelas destinadas a edificios (4, 5, 8, 9, 19 y 20), seis zonas comunes ajardinadas, tres centros de mando de alumbrado, un equipamiento social y otro juvenil.

Las viviendas unifamiliares tendrán una electrificación elevada mientras que las viviendas para los edificios será una electrificación básica, en cuanto a las zonas ajardinadas la potencia que le asignaremos será la correspondiente a una luminaria Na HP de 100 W por cada 30 m<sup>2</sup>, el equipamiento social se le asignará una potencia de 10 W por cada m<sup>2</sup>, al equipamiento juvenil se le asignará una potencia de 5 W por cada m<sup>2</sup> y la potencia que se tendrá en cuenta para el alumbrado de viales se resolverá instalando dos centros de mando de 20 KW cada uno.

### **1.7.2. Red de Media Tensión**

Para el desarrollo de la L.S.M.T. en primer lugar realizaremos una derivación de la L.A.M.T. procedente de una hipotética subestación transformadora hasta el punto de acometida. A partir de aquí se enlazará con el Centro de Reparto. Desde éste se desarrollará un anillo de MT en instalación subterránea que enlace todos los CT ubicados en el interior de la urbanización con el fin de llevar energía eléctrica a todos los puntos y se dará servicio al centro de transformación de abonado situado en el exterior de la parcela objeto del estudio.

### 1.7.2.1. Potencia máxima a transportar y criterios de cálculo

Se prevé que la Línea Subterránea de Media de Tensión (L.S.M.T) alimente a un total de 16 Centros de Transformación con una potencia cada uno de 400 kVA, por lo tanto el total de potencia ascenderá hasta los 6400 kVA mas el centro de abonado que es de 630 kVA da un total de 7030 kVA.

En función de esta potencia total escogeremos el conductor más apropiado para el diseño y obtendremos la Potencia Máxima a Transportar. Todo el proceso de cálculo será realizado en el apartado referente a los cálculos eléctricos justificativos.

### 1.7.3. Centros de Transformación

Los Centros de Transformación tipo compañía, objetos de este proyecto, tienen la misión de suministrar energía, sin necesidad de medición de la misma.

La energía será suministrada por la compañía Iberdrola a la tensión trifásica de 20 kV y frecuencia de 50 Hz, realizándose la acometida por medio de cables subterráneos.

Los tipos generales de equipos de MT empleados en este proyecto son:

Centro de Transformación PFU:

- CGMcosmos: Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles “in situ” a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.
- CGMcosmos: Equipo compacto de 3 funciones, con aislamiento y corte en gas, opcionalmente extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

Centros de Transformación MINIBLOK:

- CGMcosmos: Equipo compacto de 3 funciones, con aislamiento y corte en gas, opcionalmente extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

#### 1.7.3.1. Programa de necesidades y potencia instalada en kVA

Se precisa el suministro de energía a una tensión de 230 V, con una potencia máxima simultánea de 8152,572 Kw.

$$P_{CT}(KVA) = \frac{\sum BT(KW) \times 0.4}{0.9} = \frac{8152,572 \times 0.4}{0.9} = 3623,365 \text{ KVA}$$

Para atender a las necesidades arriba indicadas, la potencia total instalada en cada Centro de Transformación es de 400 kVA. Para llegar al total de potencia instalada se instalarán 16 Centros de Transformación realizando uno de ellos las funciones de reparto y maniobra.

A continuación realizamos una tabla con las potencias previstas para cada parcela de la urbanización:

<b>PARCELA</b>	<b>POTENCIA (kw)</b>
1	220,8
2	312,8
3	110,4
4	1011,13
5	1012,47
6	193,2
7	202,4
8	607,126
9	844,544
10	248,4
11	202,4
12	165,6
13	202,4
14	156,4
15	156,4
16	128,8
17	220,8
18	119,6
19	1039,56
20	694,88
21	73,6
EQUIPAMIENTO SOCIAL	16,612
EQUIPAMIENTO JUVENIL	101,05
JARDINES	51,2
ALUMBRADO	60
<b>TOTAL</b>	<b>8152,872</b>

## 1.8. Plazo de ejecución de las instalaciones

Se tiene previsto el comienzo de las obras 8 meses después de la entrega del Proyecto.

## 1.9. Descripción de las instalaciones

### 1.9.1. Red de Baja Tensión

Las instalaciones que nos encontramos en el polígono son las siguientes: quince parcelas destinadas para la creación de viviendas unifamiliares, seis parcelas destinadas a edificios (colectiva), seis zonas comunes ajardinadas, tres centros de mando de alumbrado, un equipamiento social y otro juvenil.

La previsión de cargas de cada parcela y sus características las describimos a continuación:

PREVISION DE CARGAS				
PARCELA Nº	NUM. C.G.P.	NUM. VIVIENDAS	ELECTRIFICACION	VIVIENDA TIPO
1	12	24	ELEVADA	UNIFAMILIAR
2	17	34	ELEVADA	UNIFAMILIAR
3	6	12	ELEVADA	UNIFAMILIAR
4	14	140	BASICA	COLECTIVA
5	14	140	BASICA	COLECTIVA
6	11	21	ELEVADA	UNIFAMILIAR
7	11	22	ELEVADA	UNIFAMILIAR
8	8	88	BASICA	COLECTIVA
9	12	132	BASICA	COLECTIVA
10	14	27	ELEVADA	UNIFAMILIAR
11	11	22	ELEVADA	UNIFAMILIAR
12	9	18	ELEVADA	UNIFAMILIAR
13	17	33	ELEVADA	UNIFAMILIAR
14	9	17	ELEVADA	UNIFAMILIAR
15	9	17	ELEVADA	UNIFAMILIAR
16	7	14	ELEVADA	UNIFAMILIAR
17	12	24	ELEVADA	UNIFAMILIAR
18	7	13	ELEVADA	UNIFAMILIAR
19	15	150	BASICA	COLECTIVA
20	10	100	BASICA	COLECTIVA
21	5	8	ELEVADA	UNIFAMILIAR
EQUIPAMIENTO SOCIAL			Previsión de 10 W/m2	

EQUIPAMIENTO JUVENIL	Previsión de 5 W/m <sup>2</sup>
JARDINES	Luminaria Na HP 100 W. cada 30 m <sup>2</sup> .
ALUMBRADO DE VIALES	3 CENTROS DE MANDO 20 KW/UD.

Para el diseño de la red eléctrica de baja tensión usaremos los conductores del tipo XZ1(S) de Prysmian con una sección determinada para cada caso en función de la potencia que vaya a soportar dicho conductor, la longitud que cubre su respectivo fusible y la caída de tensión de la red.

Se diseñarán las redes con dos anillos por cada centro de transformación, estas irán directamente enterradas y con una separación mínima de los conductores en la misma zanja de 10 cm.

En las viviendas unifamiliares y el alumbrado de viales se colocarán las cajas de derivación junto con las cajas de protección y medida (CPM), éstas serán las especificadas por la empresa suministradora, teniendo uno o dos contadores monofásicos según sea necesario.

En los demás casos se utilizarán cajas generales de protección (CGP) especificadas por la empresa suministradora.

#### 1.9.1.1. Trazado

El trazado de las distintas instalaciones de baja tensión será bajo la acera o calzada en caso de cruces, directamente enterrado.

##### 1.9.1.1.1. Longitud

Las longitudes de los distintos anillos de baja tensión son las siguientes:

CT N°	LONGITUD ANILLO 1 (m)	LONGITUD ANILLO 2 (m)	LONGITUD ANILLO 3 (m)
CT 1	665	600	356,5
CT 2	560	657	---
CT 3	250	264	---
CT 4	482	400	---
CT 5	226	112	---
CT 6	78	202	---
CT 7	516	676	---
CT 8	90	265	---
CT 9	344	452	---
CT 10	392	236	392
CT 11	384	579	407
CT 12	417	504	---
CT 13	128	200	---
CT 14	100	236	---

CT 15	116	228	---
CT 16	416	497	477

#### **1.9.1.1.2. Inicio y final de la línea**

Al tratarse de una configuración de la red en anillo el inicio y el final de las redes de baja tensión están en el centro de transformación respectivo de cada trazado.

#### **1.9.1.1.3. Condiciones generales para cruzamientos, proximidades y paralelismos**

Los cables subterráneos deberán de cumplir, además de los requisitos señalados en el presente apartado, las condiciones que pudieran imponer otros Organismos competentes, como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos.

- Cruzamientos:

Las condiciones a que deben responder de cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados serán las indicadas en el punto 2.2.1 de la ITC-BT-07 del Reglamento de BT. A continuación se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos.

- **Calles y carreteras.**

En los cruces de calzada, carreteras, caminos, etc...los tubos irán a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible el cruce se hará perpendicular al eje del vial. El número mínimo de tubos, será de tres y en caso de varias líneas, será preciso disponer como mínimo de un tubo de reserva.

- **Otros cables de energía eléctrica.**

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurran por encima de los de alta tensión. La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Cables de telecomunicación.**

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

Estas restricciones no se deben aplicar a los cables de fibra óptica con cubiertas dieléctricas. Todo tipo de protección en la cubierta del cable debe ser aislante.

- **Canalizaciones de agua.**

Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua. La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Canalizaciones de gas.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Conducciones de alcantarillado.**

Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos, etc), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- Paralelismo:

Los cables subterráneos deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

- **Otros cables de energía eléctrica.**

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Cables de telecomunicación.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.



- **Canalizaciones de agua.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07. Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal, y que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico. Por otro lado, las arterias principales de agua se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

- **Canalizaciones de gas.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m.

- **Acometidas (conexiones de servicio).**

En el caso de que el cruzamiento o paralelismo entre cables eléctricos y canalizaciones de los servicios descritos anteriormente, se produzcan en el tramo de acometida a un edificio deberá mantenerse una distancia mínima de 0,20 m. La entrada de acometidas o conexiones de servicio a los edificios, tanto de cables B.T. como de M.T. en el caso de acometidas eléctricas, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad perfecta. Así se evita que, en el caso de producirse una fuga de gas en la calle, el gas entre en el edificio a través de las acometidas y se acumule en su interior, con el consiguiente riesgo de explosión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- Canalizaciones:

Los cables irán directamente enterrados y por ello, para las canalizaciones deben de tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La canalización discurrirá por terrenos de dominio público bajo acera, siempre que sea posible, no admitiéndose su instalación bajo calzada excepto en los cruces, evitando los ángulo pronunciados. La longitud de la canalización será lo más corta posible, a no ser que se prevea la instalación futura de un nuevo abonado alimentado con la misma línea.
2. El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo 10 veces el diámetro exterior.
3. Los cruces de las calzadas deberán de ser perpendiculares, procurando evitarlos si es posible.
4. Los cables se alojarán en zanjas de 0,80 m de profundidad mínima y una anchura que permita las operaciones de apertura y tendido, con un valor mínimo de 0,35 m.

En el fondo de la zanja se colocará una capa de arena de río de un espesor de 10 cm en el lecho de la zanja, sobre la que se colocarán los cables a instalar, que se cubrirán con otra capa de idénticas características con un espesor mínimo de 10 cm, sobre esta capa se colocará una protección mecánica, que se tapara con 25 cm de zahorra o tierras de la propia excavación, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes.

La protección mecánica estará constituida por un TUBO DE PVC de 160 mm.

Cuando haya más de una línea se colocará un tubo y una placa de protección para ofrecer resistencia mecánica al conjunto. Finalmente se construirá el pavimento si lo hubiera, del mismo tipo y calidad del existente antes de realizar la apertura.

- Canalización Entubada:

En estas canalizaciones el cable irá entubado en todo o gran parte de su trazado.

Estarán constituidos por tubos termoplásticos, hormigonados y debidamente enterrados en zanja. Las características de estos tubos serán las establecidas en las NI 52.95.02 y NI 52.95.03.

El diámetro interior de los tubos será 1,5 veces el cable y como mínimo de 100 mm. En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubulares. En los puntos donde estos se produzcan, se dispondrán de arquetas registrables o cerradas, para facilitar la manipulación.

Las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas por sus extremos, a la entrada de la arqueta.

La zanja tendrá una anchura mínima de 35 cm para la colocación de un tubo recto de 160 mm Ø, aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar.

Las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas por sus extremos, a la entrada de la arqueta, el sellado de los tubos ocupados se realizará con espuma de poliuretano o cualquier otro procedimiento autorizado por Iberdrola.

Los tubos podrán ir colocados en uno, dos, o tres planos y con una separación entre ellos de 2 cm, tanto en su proyección vertical como horizontal, la separación entre tubos y paredes de zanja deberá ser de 5cm.

La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad de 60 cm, tomada desde la rasante del terreno a la parte superior del tubo.

En los casos de tubos de distintos tamaños, se colocarán de forma que los de mayor diámetro ocupen el plano inferior y los laterales.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 5 cm de espesor de hormigón H-200, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de hormigón H-200 con un espesor de 10 cm por encima de los tubos y envolviéndolos completamente.

Y por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el espesor del pavimento, para este relleno se utilizará hormigón H-200, evitando que se produzca discontinuidad del cimiento debido a la colocación de las piedras, si no hay piedra disponible se utilizará hormigón H-250.

- Empalmes y conexiones:

Los empalmes y conexiones de los conductores subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

Así mismo deberá quedar perfectamente asegurada su estanqueidad y resistencia contra la corrosión que puede originar el terreno. **Para más información ver detalle de las zanjas: Planos 29 a 31**

#### 1.9.1.1.4. Relación de propietarios afectados con dirección y D.N.I.

Todas las Redes Subterráneas de baja tensión proyectadas discurren por vía pública, por lo que no existen propietarios afectados por el paso de la línea.

#### 1.9.1.2. Materiales

##### 1.9.1.2.1. Conductores

Características técnicas:

Se utilizarán únicamente cables de aislamiento de dieléctrico seco, las siguientes características del Cable tipo XZ1(S):

- Conductor: Aluminio compacto, sección circular.
- Aislamiento: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE).
- Cubierta: Poliolefina Ignifugada.
- Tipos de conductores: Los propuestos en la siguiente tabla:

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión nominal(Kv)	Resistencia (Ω/Km)	Reactancia (Ω/Km)
150	0,6/1 Kv	0,206	0,075
240		0,125	0,07

En este caso, el conductor escogido han sido los dos.

- Características del cable de 150 mm<sup>2</sup>.

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>UNIDADES</b>
Peso del cable	515 Kg/Km
Espesor de aislamiento	1,4 mm
Sección Aluminio	150 mm <sup>2</sup>
Diámetro sobre aislamiento	17 mm
Diámetro exterior	19,3 mm
Resistencia del conductor a 20°C	0,206 $\Omega$ /Km
Reactancia	0,075 $\Omega$ /Km
Intensidad admisible directamente soterrado	250 A

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>UNIDADES</b>
Peso del cable	825 Kg/Km
Espesor de aislamiento	1,7 mm
Sección Aluminio	240 mm <sup>2</sup>
Diámetro sobre aislamiento	22,1 mm
Diámetro exterior	24,2 mm
Resistencia del conductor a 20°C	0,125 $\Omega$ /Km
Reactancia	0,070 $\Omega$ /Km
Intensidad admisible directamente soterrado	315 A

#### **1.9.1.2.2. Aislamientos**

Los conductores serán aislados en seco para una tensión de 0,6/1 KV. El aislamiento será una mezcla de polietileno reticulado (XLPE)

#### **1.9.1.2.3. Accesorios**

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberá aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.). Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo el manual técnico de Iberdrola correspondiente cuando exista, o en su defecto, las instrucciones del fabricante.

Como tubo para la canalización se emplearán tubos PVC 160 Ø corrugado de doble pared con interior liso de las siguientes características:

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>UNIDADES</b>
Diámetro nominal	160 mm
D.nominal ext.	160+2,9-0mm
IP	54

R.compresión	>450 N
R.impacto	N(uso normal)
Norma fabricación	UNE-EN 50086-2-4

#### **1.9.1.2.4. Protecciones eléctricas de principio y fin de línea**

Las líneas están todas protegidas con sus respectivos fusibles.

#### **1.9.1.3. Zanjas y sistema de enterramiento**

La Línea Subterránea de Media Tensión irá directamente enterrada bajo la acera a una profundidad de 1 metro y una anchura como mínimo de 0,35 metros. Nunca se instalará bajo la calzada excepto en los cruces, y evitando siempre los ángulos pronunciados. Los cruces de las calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial e irán con tubos de 160 mm de diámetro para introducir los cables. Por otra parte se colocarán arquetas cada 40 metros para la inspección y tendido de los conductores.

##### **1.9.1.3.1. Medidas de señalización y seguridad**

- Disposición de canalización directamente enterrada:

A una distancia mínima del suelo de 0,10 metros y a la parte superior del cable de 0.25 m se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos, también se pondrá un tubo de 160 mm de diámetro como protección mecánica, éste podrá ser usado como conducto de cables de control y redes multimedia.

- Disposición de canalización directamente enterrada en cruces:

La canalización deberá tener una señalización colocada de la misma forma que la indicada en el apartado anterior o marcado sobre el propio tubo, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

#### **1.9.1.4. Puesta a Tierra y continuidad del neutro**

El conductor de Neutro de las redes subterráneas de distribución pública se conectará a tierra en el Centro de Transformación, aunque fuera del Centro es aconsejable su puesta a tierra en otros puntos de la red, con objeto de disminuir su resistencia global a tierra. La continuidad del Conductor Neutro quedará asegurada en todo momento, siendo de aplicación para ello lo dispuesto a continuación:

- El neutro se conectará a tierra a lo largo de la red, por lo menos cada 200 m y en las cajas generales de protección, consistiendo dicha puesta a tierra en una pica, unida al borde del neutro mediante conductor aislado de 50 mm<sup>2</sup> de CU, como mínimo.

- El conductor neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución, salvo que esta interrupción sea realizada por uno de los dispositivos siguientes:

1. Interruptor o seccionador que actúen sobre el neutro al mismo tiempo que en las fases, o que establezcan la conexión del neutro antes que las fases y desconecten estas antes que el neutro.
2. Unión en el neutro próximas a los interruptores o Seccionadores de los conductores de fase, debidamente señalizadas y que solo pueden ser accionadas mediante herramientas especiales, no debiendo ser seccionado el neutro sin haber sido antes las fases, ni conectas estas sin haberlo sido previamente el neutro.

## **1.9.2. Red aérea de media tensión**

### **1.9.2.1. Trazado**

La línea discurrirá por terrenos de dominio público pertenecientes al término municipal de Lorca, su disposición será bajo la acera con conductores directamente enterrados.

1. L.S.M.T. desde la acometida hasta el Centro de Reparto
2. L.S.M.T. desde el Centro de Reparto hasta el centro de abonado
3. L.S.M.T. en anillo conectando todos los Centros de Transformación

**VEASE PLANO 19**

#### **1.9.2.1.1. Puntos de entronque y final de línea**

En la primera parte de la L.A.M.T. el punto de conexión será el mostrado en el plano nº 32 y su punto final de línea estará ubicado en el apoyo en el que se realiza el entronque aéreo subterráneo.

En la segunda parte de la L.S.M.T. el punto de acometida será el mostrado en el plano nº 32 y su punto final de línea estará ubicado en la conexión con el Centro de Reparto (PFU-5/20).

Para la tercera parte de la L.S.M.T. su punto de salida será desde el Centro de Reparto (PFU-5/20) hasta el centro de abonado situado en la parte exterior del proyecto objeto del estudio.

Para la cuarta parte de la L.S.M.T., es decir para el diseño del anillo, su punto principal de salida será desde el Centro de Reparto (PFU-5/20) hacia la conexión con los demás Centros de Transformación, llegando de nuevo a éste.

#### **1.9.2.1.2. Longitud**

La longitud de la línea desde el punto de entronque hasta el punto de entronque aéreo-subterráneo es de 50 m.

La longitud de la línea desde el punto de acometida hasta el Centro de Reparto (PFU-5/20) es de 150 metros.

La longitud de la línea desde el centro de transformación de abonado hasta el Centro de Reparto (PFU-5/20) es de 352 metros.

La longitud del anillo que enlaza los distintos Centros de Transformación desde el Centro de Reparto (PFU-5/20) es de 2.130,00 metros.

#### **1.9.2.1.3. Términos municipales afectados**

El trazado de la línea en el presente proyecto sólo afecta al término municipal correspondiente al Ayuntamiento de Lorca.

#### **1.9.2.1.4. Condiciones generales para cruzamientos, proximidades y paralelismos**

Los cables subterráneos deberán de cumplir, además de los requisitos señalados en el presente apartado, las condiciones que pudieran imponer otros Organismos competentes, como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos.

- Cruzamientos:

Las condiciones a que deben responder de cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados serán las indicadas en el punto 2.2.1 de la ITC-BT-07 del Reglamento de BT. A continuación se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos.

- **Calles y carreteras.**

En los cruces de calzada, carreteras, caminos, etc...los tubos irán a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible el cruce se hará perpendicular al eje del vial. El número mínimo de tubos, será de tres y en caso de varias líneas, será preciso disponer como mínimo de un tubo de reserva.

- **Otros cables de energía eléctrica.**

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurran por encima de los de alta tensión. La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Cables de telecomunicación.**

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables

directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07. Estas restricciones no se deben aplicar a los cables de fibra óptica con cubiertas dieléctricas. Todo tipo de protección en la cubierta del cable debe ser aislante.

- **Canalizaciones de agua.**

Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua. La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Canalizaciones de gas.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Conducciones de alcantarillado.**

Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos, etc), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- Paralelismo:

Los cables subterráneos deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

- **Otros cables de energía eléctrica.**

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Cables de telecomunicación.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se



dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

- **Canalizaciones de agua.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07. Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal, y que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico. Por otro lado, las arterias principales de agua se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

- **Canalizaciones de gas.**

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m.

- **Acometidas (conexiones de servicio).**

En el caso de que el cruzamiento o paralelismo entre cables eléctricos y canalizaciones de los servicios descritos anteriormente, se produzcan en el tramo de acometida a un edificio deberá mantenerse una distancia mínima de 0,20 m. La entrada de acometidas o conexiones de servicio a los edificios, tanto de cables B.T. como de M.T. en el caso de acometidas eléctricas, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad perfecta. Así se evita que, en el caso de producirse una fuga de gas en la calle, el gas entre en el edificio a través de las acometidas y se acumule en su interior, con el consiguiente riesgo de explosión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

• Canalizaciones:

Los cables irán directamente enterrados y por ello, para las canalizaciones deben de tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La canalización discurrirá por terrenos de dominio público bajo acera, siempre que sea posible, no admitiéndose su instalación bajo calzada excepto en los cruces, evitando los ángulo pronunciados. La longitud de la canalización será lo más corta posible, a no ser que se prevea la instalación futura de un nuevo abonado alimentado con la misma línea.
2. El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo 10 veces el diámetro exterior.
3. Los cruces de las calzadas deberán de ser perpendiculares, procurando evitarlos si es posible.

4. Los cables se alojarán en zanjas de 0,80 m de profundidad mínima y una anchura que permita las operaciones de apertura y tendido, con un valor mínimo de 0,35 m.

En el fondo de la zanja se colocará una capa de arena de río de un espesor de 10 cm en el lecho de la zanja, sobre la que se colocarán los cables a instalar, que se cubrirán con otra capa de idénticas características con un espesor mínimo de 10 cm, sobre esta capa se colocará una protección mecánica, que se tapara con 25 cm de zahorra o tierras de la propia excavación, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes.

La protección mecánica estará constituida por un TUBO DE PVC de 160 mm.

Cuando haya más de una línea se colocará un tubo y una placa de protección para ofrecer resistencia mecánica al conjunto. Finalmente se construirá el pavimento si lo hubiera, del mismo tipo y calidad del existente antes de realizar la apertura.

- Canalización Entubada:

En estas canalizaciones el cable irá entubado en todo o gran parte de su trazado.

Estarán constituidos por tubos termoplásticos, hormigonados y debidamente enterrados en zanja. Las características de estos tubos serán las establecidas en las NI 52.95.02 y NI 52.95.03.

El diámetro interior de los tubos será 1,5 veces el cable y como mínimo de 100 mm. En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubulares. En los puntos donde estos se produzcan, se dispondrán de arquetas registrables o cerradas, para facilitar la manipulación.

Las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas por sus extremos, a la entrada de la arqueta.

La zanja tendrá una anchura mínima de 35 cm para la colocación de un tubo recto de 160 mm Ø, aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar.

Las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas por sus extremos, a la entrada de la arqueta, el sellado de los tubos ocupados se realizará con espuma de poliuretano o cualquier otro procedimiento autorizado por Iberdrola.

Los tubos podrán ir colocados en uno, dos, o tres planos y con una separación entre ellos de 2 cm, tanto en su proyección vertical como horizontal, la separación entre tubos y paredes de zanja deberá ser de 5cm.

La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad de 60 cm, tomada desde la rasante del terreno a la parte superior del tubo.

En los casos de tubos de distintos tamaños, se colocarán de forma que los de mayor diámetro ocupen el plano inferior y los laterales.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 5 cm de espesor de hormigón H-200, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de hormigón H-200 con un espesor de 10 cm por encima de los tubos y envolviéndolos completamente.

Y por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el espesor del pavimento, para este relleno se utilizará hormigón H-200, evitando que se produzca discontinuidad del

cimiento debido a la colocación de las piedras, si no hay piedra disponible se utilizará hormigón H-250.

- Empalmes y conexiones:

Los empalmes y conexiones de los conductores subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

Así mismo deberá quedar perfectamente asegurada su estanqueidad y resistencia contra la corrosión que puede originar el terreno. **Para más información ver detalle de las zanjas: Planos 29 a 31**

#### **1.9.2.1.5. Relación de propietarios afectados con dirección y D.N.I.**

Todas las Redes Subterráneas de baja tensión proyectadas discurren por vía pública, por lo que no existen propietarios afectados por el paso de la línea.

#### **1.9.2.2. Materiales**

##### **1.9.2.2.1. Conductores**

Se utilizarán únicamente cables de aislamiento de dieléctrico seco de las siguientes características:

- Conductor: Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE 21-022.
- Conductor línea aérea: LA-56
- Pantalla sobre el conductor: Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.
- Aislamiento: Mezcla a base de etileno propileo de alto módulo (HEPR).
- Pantalla sobre el aislamiento: Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre.
- Cubierta: Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes.
- Tipos de conductores: Los propuestos en la siguiente tabla:

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. ohmios/km	Reactancia por fase ohmios /km	Capacidad F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536

En nuestro caso el conductor escogido entre los tres que nos propone Iberdrola es el de sección 150 y 240 mm<sup>2</sup> tipo Al HEPRZ1 12/20 KV 1x150 mm<sup>2</sup>, con las siguientes características:

Designación UNE	LA - 56	LARL - 56
Sección de aluminio, mm <sup>2</sup>	46,8	46,8
Sección total, mm <sup>2</sup>	54,6	54,6
Equivalencia en cobre, mm <sup>2</sup>	30	30
Composición	6 + 1	6 + 1
Diámetro de los alambres, mm	3,15	3,15
Diámetro aparente, mm	9,45	9,45
Carga mínima de rotura, daN	1640	1720
Módulo de elasticidad, daN/mm <sup>2</sup>	7900	7500
Coeficiente de dilatación lineal, °C <sup>-1</sup>	0,0000191	0,0000193
Masa aproximada, kg/km	189,1	179,7
Resistencia eléctrica a 20°C, Ω/km	0,6136	0,5808
Densidad de corriente, A/mm <sup>2</sup>	3,7	3,7

Características del conductor LA-56

#### 1.9.2.2.2. Aislamientos

Los conductores serán aislados en seco para una tensión de 20 KV. El aislamiento será de Etileno-propileno de alto módulo (HEPR), siendo la cubierta de poliolefina termoplástica.

Se trata de un material que resiste perfectamente la acción de la humedad y además posee la estructura de una goma. Es un cable idóneo para instalaciones subterráneas en suelos húmedos, incluso por debajo del nivel freático. Debido a su reducido diámetro y a la mejor manejabilidad de la goma HEPR, es un cable adecuado para instalaciones en las que el recorrido sea muy sinuoso.

#### 1.9.2.2.3. Accesorios

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberá aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán

ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.).

Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo el manual técnico de Iberdrola correspondiente cuando exista, o en su defecto, las instrucciones del fabricante.

Como tubo para la canalización se emplearán tubos PVC 160 Ø corrugado de doble pared con interior liso de las siguientes características:

CARACTERÍSTICA	UNIDADES
Diámetro nominal	160 mm
D. nominal ext.	160 + 2,9-0 mm
IP	54
R. compresión	>450 N
R. impacto	N (Uso normal)
Norma fabricación	UNE-EN 50086-2-4

Los tubos irán hormigonados en todo su recorrido con hormigón de planta de H=200.

#### **1.9.2.2.4. Protecciones eléctricas de principio y fin de línea**

Al inicio de la línea en punto de acometida se colocarán las debidas protecciones contra sobretensiones y cortocircuitos.

La línea al final irá conectada a un centro de transformación con las debidas protecciones en sus celdas de Media Tensión. El anillo que enlazará todos los centros de transformación, irá protegido para la salida y entrada de la línea mediante las celdas de Media Tensión correspondientes a cada centro de transformación.

#### **1.9.2.3. Zanjas y sistema de enterramiento**

La Línea Subterránea de Media Tensión irá directamente enterrada bajo la acera a una profundidad de 1 metro y una anchura como mínimo de 0,35 metros. Nunca se instalará bajo la calzada excepto en los cruces, y evitando siempre los ángulos pronunciados.

Los cruces de las calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial e irán con tubos de 160 mm de diámetro para introducir los cables. Por otra parte se colocarán arquetas cada 40 metros para la inspección y tendido de los conductores.

##### **1.9.2.3.1. Medidas de señalización y seguridad**

- Disposición de canalización directamente enterrada:

A una distancia mínima del suelo de 0,10 metros y a la parte superior del cable de 0.25 m se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos, también se pondrá un tubo de 160 mm de diámetro como protección mecánica, éste podrá ser usado como conducto de cables de control y redes multimedia.

- Disposición de canalización directamente enterrada en cruces:

La canalización deberá tener una señalización colocada de la misma forma que la indicada en el apartado anterior o marcado sobre el propio tubo, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

#### **1.9.2.4. Puesta a Tierra**

- Puesta a tierra de las cubiertas metálicas:

Se conectarán a tierra las pantallas y armaduras de todas las fases en cada uno de los extremos y en puntos intermedios. Esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.

- Pantallas:

En el caso de pantallas de cables unipolares se conectarán las pantallas a tierra en ambos extremos. Se pondrá a tierra las pantallas metálicas de los cables al realizar cada uno de los empalmes y terminaciones. De esta forma, en el caso de un defecto a masa lejano, se evitará la transmisión de tensiones peligrosas.

#### **1.9.2.5. Apoyos**

El apoyo a colocar será metálico de tipo celosía, del tipo 14 C 2000.

Dicho apoyo estará en subase constituido por placas antiescala, de acuerdo con las Normas de Iberdrola, ya que se encuentra en una zona de urbanización.

#### **1.9.2.6. Armados**

Los armados a colocar serán del tipo RC, es decir, cruceta del tipo plana.

### **1.9.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

Los Centros de Transformación constan de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, máquinas y demás equipos.

Para el diseño de estos Centros de Transformación se han tenido en cuenta todas las normativas anteriormente indicadas.

### **1.9.3.1.Generalidades**

A continuación se describirán todas las partes de las que se componen tanto los Centros de Transformación PFU como los miniBLOK.

**Para más información (Dimensionado, Puestas a Tierra y esquema unifilar): Planos de 20 al 28.**

#### **1.9.3.1.1. EDIFICIO DE TRANSFORMACIÓN: PFU-5/20**

Descripción:

Los Edificios PFU para Centros de Transformación, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT, hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presentan estos edificios prefabricados es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.

**Ver plano de 20 a 28 para Dimensiones, esquema de tierras y Esquema Unifilar**

##### **1.9.3.1.1.1.Características de los materiales**

- Envolvente

La envolvente de estos centros es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm<sup>2</sup>. Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro.

Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kOhm respecto de la tierra de la envolvente.

Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

El espacio para el transformador, diseñado para alojar el volumen de líquido refrigerante de un eventual derrame, dispone de dos perfiles en forma de "U", que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

- Placa piso

Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de MT y BT a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

- Accesos

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180°) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para ello se utiliza una cerradura de diseño ORMAZABAL que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

- Ventilación

Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

- Acabado

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

- Calidad

Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad ISO 9001.

- Alumbrado

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

- Varios

Sobrecargas admisibles y condiciones ambientales de funcionamiento según normativa vigente.

- Cimentación



Para la ubicación de los edificios PFU para Centros de Transformación es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

#### **1.9.3.1.1.2.Características detalladas PFU-5/20**

Nº de transformadores	1
Nº reserva de celdas	1
Tipo de ventilación	Normal
Puertas de acceso peatón	1 puerta

DIMENSIONES EXTERIORES	
Longitud	6080 mm
Fondo	2380 mm
Altura	3045 mm
Altura vista	2585 mm
Peso	17460 kg

DIMENSIONES INTERIORES	
Longitud	5900 mm
Fondo	2200 mm
Altura	2355 mm

DIMENSIONES EXCAVACIÓN	
Longitud	6880 mm
Fondo	3180 mm
Profundidad	560

#### **1.9.3.1.1.3.Instalación Eléctrica**

Características de la Red de Alimentación:

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos suministrados por la compañía eléctrica, es de 350 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 10,1 kA eficaces.

#### **1.9.3.1.1.4. Características de la Aparamenta de Media Tensión**

Celda: *CGMCOSMOS*

Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF<sub>6</sub> de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase -5 °C según IEC 62271-1, hasta una altitud de 2000 m sobre el nivel del mar sin mantenimiento con las siguientes

características generales estándar:

Construcción:

- Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años.
- 3 Divisores capacitivos de 24 kV.
- Bridas de sujección de cables de Media Tensión diseñadas para sujección de cables unipolares de hasta 630 mm<sup>2</sup> y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.
- Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7253.

Seguridad:

- Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.
- Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados.
- Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

- Inundabilidad: Equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24 h.

*Grados de Protección:*

- Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60529
- Cuba: IP X7 según EN 60529
- Protección a impactos en:
  - cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010
  - cuba: IK 09 según EN 5010

*Conexión de cables:*

- La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

*Enclavamientos:*

- La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas CGMCOSMOS es que:

No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.

· No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

## **CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**

Tensión nominal Nivel de aislamiento	24 KV
Frecuencia industrial (1 min) A tierra y entre fases	50 KV
Frecuencia industrial (1 min) A la distancia de seccionamiento	60 KV
Impulso tipo rayo A tierra y entre fases	125 KV
Impulso tipo rayo A la distancia de seccionamiento	145 KV

En la descripción de cada celda se incluyen los valores propios correspondientes a las intensidades nominales, térmica y dinámica, etc.

### **1.9.3.1.1.5. Características Descriptivas de la aparamenta MT y Transformadores**

#### **Celda: CGMCOSMOS-L Interruptor-seccionador**

Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda **CGMCOSMOS-L** de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos ekorVPIS para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekorSAS

.

Tensión asignada	24 KV
Intensidad asignada	400 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz	16 KA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta	40 KA
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases	28 KV
Nivel de aislamiento - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta)	75 KV
Capacidad de cierre (cresta)	40 KA
Capacidad de corte Corriente principalmente activa	400 A

#### **CARACTERÍSTICAS FÍSICAS**

Ancho	365 mm
Fondo	735 mm
Alto	1740 mm
Peso	95 kg

Otras características constructivas:

- Mecanismo de maniobra interruptor: Manual tipo B

#### **Celda: Seccionamiento Compañía: *CGMCOSMOS-S Interruptor pasante* .**

Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda CGMCOSMOS-S de interruptor pasante está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, interrumpido por un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, para aislar las partes izquierda y derecha del mismo y puede

llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Tensión asignada	24 KV
Intensidad asignada	400 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz	16 KA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta	40 KA
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases	50 KV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta)	125 KV
Capacidad de cierre (cresta)	40 KA
Capacidad de corte Corriente principalmente activa	400 A

## CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Ancho	450 mm
Fondo	735 mm
Alto	1740 mm
Peso	105 kg

Otras características constructivas:

- Mando interruptor: Manual tipo B

### **Celda: Protección Transformador 1: CGMCOSMOS-P Protección fusibles**

Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda CGMCOSMOS-P de protección con fusibles, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de

acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables, y en serie con él, un conjunto de fusibles fríos, combinados o asociados a ese interruptor.

Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar una de alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekorSAS, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

### **CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS**

Tensión asignada	24 KV
Intensidad asignada en el embarrado	400 A
Intensidad asignada en la derivación	200 A
Intensidad fusibles	3x25 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz	16 KA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta	40 KA
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) tierra y entre fases	50 KV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):	125 kV
Capacidad de corte Corriente principalmente activa:	400 A

### **CARACTERÍSTICAS FÍSICAS**

Ancho	470 mm
Fondo	735 mm
Alto	1740 mm
Peso	140 kg

Otras características constructivas:

- Mando posición con fusibles: Manual tipo BR
- Combinación interruptor-fusibles: Combinados

#### **Transformador 1: *Transformador aceite 24 kV***

Transformador trifásico reductor de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, de marca COTRADIS, con neutro accesible en el secundario, de potencia

400 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 420 V en vacío (B2).

## CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

Regulación en el primario	+ 2,5%, + 5%, + 7,5%, + 10 %
Tensión de cortocircuito	4%
Grupo de conexión	Dyn11
Protección incorporada al transformador	Termómetro

### 1.9.3.1.1.6. Características Descriptivas de los Cuadros de Baja Tensión

#### Cuadros BT - B2 Transformador 1: CBTO

El Cuadro de Baja Tensión CBTO-C, es un conjunto de aparamenta de BT cuya función es recibir el circuito principal de BT procedente del transformador MT/BT y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales.

La estructura del cuadro CBTO-C de ORMAZABAL está compuesta por un bastidor aislante, en el que se distinguen las siguientes zonas:

- Zona de acometida, medida y de equipos auxiliares:

En la parte superior de CBTO-C existe un compartimento para la acometida al mismo, que se realiza a través de un pasamuros tetrapolar, evitando la penetración del agua al interior. CBTO incorpora 4 seccionadores unipolares para seccionar las barras.

- Zona de salidas:

Está formada por un compartimento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida. Esta protección se encomienda a fusibles de la intensidad máxima más adelante citada, dispuestos en bases trifásicas verticales cerradas (BTVC) pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre en carga.

#### - CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Tensión asignada de empleo	440 V
Tensión asignada de aislamiento	500 V
Intensidad asignada en los embarrados	1600 A
Frecuencia asignada	50 HZ
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases	10 KV
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) entre fases	2.5 KV
Intensidad Asignada de Corta duración 1 s	24 KV

Intensidad Asignada de Cresta	50.5 KA
Salidas de Baja Tensión	5 salidas (5 x 400 A)

### **CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS**

Anchura	1000 mm
Altura	1360 mm
Fondo	350 mm

#### **1.9.3.1.1.7. Características del material vario de Media Tensión y Baja Tensión**

El material vario del Centro de Transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

- Interconexiones de MT:

- Puentes MT Transformador 1: ***Cables MT 12/20 kV***

- Cables MT 12/20 kV del tipo DHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x50 Al.

- La terminación al transformador es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable acodada y modelo K158LR.

- En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable recta y modelo K152SR.

- Interconexiones de BT:

- Puentes BT - B2 Transformador 1: ***Puentes transformador-cuadro***

- Juego de puentes de cables de BT, de sección y material Al (Polietileno Reticulado) sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 3xfase + 2xneutro.

- Defensa de transformadores:

Defensa de Transformador 1: ***Protección física transformador***

Protección metálica para defensa del transformador.

- Equipos de iluminación:

Iluminación Edificio de Transformación: ***Equipo de iluminación***

Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.

Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.



#### **1.9.3.1.1.8. Medida de la energía eléctrica**

Al tratarse de un Centro de Distribución público, no se efectúa medida de energía en MT.

#### **1.9.3.1.1.9. Unidades de protección, automatismo y control**

Este proyecto no incorpora automatismos ni relés de protección.

#### **1.9.3.1.1.10. Puesta a Tierra**

##### **- Tierra de protección**

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas

y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior .

##### **- Tierra de servicio**

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, debido a faltas en la red de MT, el neutro del sistema de BT se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado.

**Ver plano 28.**

#### **1.9.3.1.1.11. Instalaciones secundarias**

##### **- Armario de primeros auxilios.**

El Centro de Transformación cuenta con un armario de primeros auxilios.

##### **- Medidas de seguridad.**

**Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:**

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.

- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro

en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.

- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

#### **1.9.3.1.2. EDIFICIO DE TRANSFORMACIÓN: miniBLOK**

##### **1.9.3.1.2.1. Características de los Materiales**

Descripción:

- miniBLOK es un Centro de Transformación compacto compartimentado, de maniobra exterior, diseñado para redes públicas de distribución eléctrica en Media Tensión (MT).
- miniBLOK es aplicable a redes de distribución de hasta 36 kV, donde se precisa de un transformador de hasta 630 kVA.
- Consiste básicamente en una envolvente prefabricada de hormigón de reducidas dimensiones, que incluye en su interior un equipo compacto de MT, un transformador, un cuadro de BT y las correspondientes interconexiones y elementos auxiliares. Todo ello se suministra ya montado en fábrica, con lo que se asegura un acabado uniforme y de calidad.
- El esquema eléctrico disponible en MT cuenta con 2 posiciones de línea (entrada y salida) y una posición de interruptor combinado con fusibles para la maniobra y protección del transformador, así como un cuadro de BT con salidas protegidas por fusibles.
- La concepción de estos centros, que mantiene independientes todos sus componentes, limita la utilización de líquidos aislantes combustibles, a la vez que facilita la sustitución de cualquiera de sus componentes.
- Así mismo, la utilización de aparamenta de MT con aislamiento integral en gas reduce la necesidad de mantenimiento y le confiere unas excelentes características de resistencia a la polución y a otros factores ambientales, e incluso a la eventual inundación del Centro de Transformación.
- **Ver plano 26 a 28 para Dimensiones, esquema de tierras y Esquema Unifilar**

Envolvente:

- Los edificios prefabricados de hormigón para miniBLOK están formados por una estructura monobloque, que agrupa la base y las paredes en una misma pieza garantizando una total impermeabilidad del conjunto y por una cubierta movable.
- Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm<sup>2</sup>. Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kOhm respecto de la tierra de la envolvente.
- En la parte frontal dispone de dos orificios de salida de cables de 150 mm. de diámetro para los cables de MT y de cinco agujeros para los cables de BT, pudiendo disponer además en cada lateral de otro orificio de 150 mm. de diámetro. La apertura de los mismos se realizará en obra utilizando los que sean necesarios para cada aplicación.

### Características Detalladas

Nº de transformadores	1
Puertas de acceso peatón	1 puerta

### DIMENSIONES EXTERIORES

Longitud	2100 mm
Fondo	2100 mm
Altura	2240 mm
Altura vista	1540 mm
Peso	7500 kg

### DIMENSIONES INTERIORES

Longitud	1940 mm
Fondo	1980 mm
Altura	1550 mm

### DIMENSIONES EXCAVACIÓN

Longitud	4300 mm
Fondo	4300 mm

Altura	800 mm
--------	--------

Nota: Estas dimensiones son aproximadas en función de la solución adoptada para el anillo de tierras.

#### **1.9.3.1.2.2. Instalación eléctrica**

Características de la red de alimentación.

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos suministrados por la compañía eléctrica, es de 350 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 14,10 kA eficaces.

#### **1.9.3.1.2.3. Características de la Aparamenta de Media Tensión**

Celdas: *CGMCOSMOS-2LIP*

El sistema CGMCOSMOS está compuesto 2 posiciones de línea y 1 posición de protección con fusibles, con las siguientes características:

- Celdas CGMCOSMOS

El sistema CGMCOSMOS compacto es un equipo para MT, integrado y totalmente compatible con el sistema CGMCOSMOS modular, extensible "in situ" a izquierda y derecha. Sus embarrados se conectan utilizando unos elementos de unión patentados por ORMAZABAL y denominados ORMALINK, consiguiendo una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.). Incorpora tres funciones por cada módulo en una única cuba llena de gas, en la cual se encuentran los aparatos de maniobra y el embarrado.

- Base y frente

La base está diseñada para soportar al resto de la celda, y facilitar y proteger mecánicamente la acometida de los cables de MT. La tapa que los protege es independiente para cada una de las tres funciones. El frente presenta el mímico unifilar del circuito principal y los ejes de accionamiento de la aparamenta a la altura idónea para su operación.

La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda, los accesos a los accionamientos del mando y el sistema de alarma sonora de puesta a tierra. En la parte inferior se encuentra el dispositivo de señalización de presencia de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

Lleva además un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a

tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

La tapa frontal es común para las tres posiciones funcionales de la celda.

#### - Cuba

La cuba, fabricada en acero inoxidable de 2 mm de espesor, contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles, y el gas se encuentra en su interior a una presión absoluta de 1,15 bar (salvo para celdas especiales). El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante toda su vida útil, sin necesidad de reposición de gas.

Esta cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así, con ayuda de la altura de las celdas, su incidencia sobre las personas, cables o la aparamenta del Centro de Transformación.

La cuba es única para las tres posiciones con las que cuenta la celda CGMCOSMOS y en su interior se encuentran todas las partes activas de la celda (embarrados, interruptor-seccionador, puestas a tierra, tubos portafusibles).

#### - Interruptor/Seccionador/Seccionador de puesta a tierra

Los interruptores disponibles en el sistema CGMCOSMOS compacto tienen tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.

La actuación de este interruptor se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones de interruptor conectado e interruptor seccionado); y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).

#### - Mando

Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual o motorizada.

#### - Fusibles (Celda CGMCOSMOS-P)

En las celdas CGMCOSMOS-P, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos portafusibles de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior. El disparo se producirá por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos portafusibles se eleve debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de éstos. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida.

#### - Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

#### - Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas CGMCOSMOS es que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.

- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída

<b>- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
Tensión nominal	24 V
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases	125 KV
Impulso tipo rayo a la distancia de seccionamiento	145 KV
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases	50 KV
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) a la distancia de seccionamiento	60 KV

#### **1.9.3.1.2.4. Características Descriptivas de la Aparamenta MT y Transformadores**

E/S1,E/S2,PT1: **CGMCOSMOS-2LP**

Celda compacta con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por varias posiciones con las siguientes características:

CGMCOSMOS-2LP es un equipo compacto para MT, integrado y totalmente compatible con el sistema CGMCOSMOS.

La celda CGMCOSMOS-2LP está constituida por tres funciones: dos de línea o interruptor en carga y una de protección con fusibles, que comparten la cuba de gas y el embarrado.

Las posiciones de línea, incorporan en su interior una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables.

Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

La posición de protección con fusibles incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador igual al antes descrito, y en serie con él, un conjunto de fusibles fríos, combinados con ese interruptor. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida

y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

#### **Transformador 1: Transformador aceite 24 kV**

Transformador trifásico reductor de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, de marca COTRADIS, con neutro accesible en el secundario, de potencia 400 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 420 V en vacío (B2).

<b>CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS</b>	
Regulación en el primario	+ 2,5%, + 5%, + 7,5%, + 10 %
Tensión de cortocircuito	4%
Grupo de conexión	Dyn11
Protección incorporada al transformador	Termómetro

#### **1.9.3.1.2.5. Características Descriptivas de los Cuadros de Baja Tensión**

##### **Cuadros BT - B2 Transformador 1: CBTO**

El Cuadro de Baja Tensión CBTO-C, es un conjunto de aparamenta de BT cuya función es recibir el circuito principal de BT procedente del transformador MT/BT y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales.

La estructura del cuadro CBTO-C de ORMAZABAL está compuesta por un bastidor aislante, en el que se distinguen las siguientes zonas:

- Zona de acometida, medida y de equipos auxiliares

En la parte superior de CBTO-C existe un compartimento para la acometida al mismo, que se realiza a través de un pasamuros tetrapolar, evitando la penetración del agua al interior. CBTO incorpora 4 seccionadores unipolares para seccionar las barras.

- Zona de salidas

Está formada por un compartimento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida. Esta protección se encomienda a fusibles de la intensidad máxima más adelante citada, dispuestos en bases trifásicas

verticales cerradas (BTVC) pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre en carga.

<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
Tensión asignada de empleo	440 V
Tensión asignada de aislamiento	500 V
Intensidad asignada en los embarrados	1600 A
Frecuencia asignada	50 HZ
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases	10 KV
Nivel de aislamiento Frecuencia industrial (1 min) entre fases	2.5 KV
Intensidad Asignada de Corta duración 1 s	24 KV
Intensidad Asignada de Cresta	50.5 KA
Salidas de Baja Tensión	5 salidas (5 x 400 A)

<b>CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS</b>	
Anchura	1000 mm
Altura	1360 mm
Fondo	350 mm

#### **1.9.3.1.2.6. Características del material vario de Media Tensión y Baja Tensión**

El material vario del Centro de Transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

- Interconexiones de MT:

En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable acodada y modelo K158LR.

- Interconexiones de BT:

Puentes BT - B2 Transformador 1: *Puentes transformador-cuadro*

Juego de puentes de cables de BT, de sección y material Cu (Etileno-Propileno) sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 2xfase + 1xneutro.

- Equipos de iluminación:

Iluminación Edificio de Transformación: *Equipo de iluminación*



Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.

#### **1.9.3.1.2.7. Medida de la energía eléctrica**

Al tratarse de un Centro de Distribución público, no se efectúa medida de energía en MT.

#### **1.9.3.1.2.8. Unidades de protección, automatismo y control**

Este proyecto no incorpora automatismos ni relés de protección.

#### **1.9.3.1.2.9. Puesta a Tierra**

- Tierra de protección

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

- Tierra de servicio

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, debido a faltas en la red de MT, el neutro del sistema de BT se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado.

**Ver plano 28**

#### **1.9.3.1.2.10. Instalaciones secundarias**

- Alumbrado

El interruptor se situará al lado de la puerta de acceso, de forma que su accionamiento no represente peligro por su proximidad a la MT.

El interruptor accionará los puntos de luz necesarios para la suficiente y uniforme iluminación de todo el recinto del centro.

- Medidas de seguridad

Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

## **2. CALCULOS JUSTIFICATIVOS**

## 2.1. RED DE BAJA TENSION

### 2.1.1. Cálculos eléctricos

Para la determinación de la sección del conductor haremos los cálculos de la siguiente manera:

- Selección de la potencia que se conectara al anillo.
- Elección del anillo en función de Longitud máxima= 500 metros.
- Calculo del punto de mínima tensión mediante la fórmula:

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en metros.

- Separación del anillo en dos ramas.
- Calculo de la intensidad que circulara por cada rama del anillo mediante la fórmula :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\theta}$$

P = Potencia (Kw)

U = 0,4 kV

Cosφ = 0,9

- Intensidad admisible por el cable aplicando los factores de corrección que sean necesarios:

$$I_{admisible} = I_{cable} \times \text{factor de correccion} > I$$

- Elección de la sección y del fusible para proteger la línea.
- Comprobación de la distancia que nos cubre el fusible con la longitud de la rama.
- Comprobación de que no sobrepasa la máxima caída de tensión, en este caso es el 5% según Iberdrola.

### 2.1.1.1. Previsión de Potencia

En primer lugar haremos una clasificación según el tipo de electrificación:

**Básica:** potencia de 5.750 W.

**Elevada:** potencia de 9.200 W.

En las viviendas unifamiliares (dúplex) utilizamos una electrificación elevada, mientras que en los edificios será una electrificación básica.

Los edificios están compuestos de la siguiente forma dependiendo de la parcela en la que se encuentren.

- Parcela número 1 (24 abonados Electrificación Elevada):

$$P_1 = 24 \times 9,2 = 220,8 \text{ kW}$$

- Parcela número 2 (34 abonados Electrificación Elevada):

$$P_2 = 34 \times 9,2 = 312,8 \text{ kW}$$

- Parcela número 3 (12 abonados Electrificación Elevada):

$$P_2 = 12 \times 9,2 = 110,4 \text{ kW}$$

- Parcela número 4 (140 abonados de electrificación básica)

Formado por 14 escaleras con la siguiente distribución: 14 escaleras con 5 plantas con 2 viviendas por planta.

Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.

Para hallar la previsión de potencia en las parcelas colectivas, se haya sin aplicar coeficientes de simultaneidad ninguno.

- Carga correspondiente a las viviendas:

$$P_{4viv} = 144 \times 5,75 = 805 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a ascensores y montacargas:

En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-2 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores

$$P_{4asc} = 14 \times 7,5 = 105 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente al alumbrado del hueco de escalera:

$$P_{4h.esc} = 7 \text{ (huecos)} \times 6 \text{ m}^2 \times 4 \text{ W (fluorescente)} \times 14 \text{ (escaleras)} = 2,352 \text{ kW}$$

- Cargas correspondientes a portales y zonas comunes:

$$P_{4z.com} (10 \text{ m}^2 \text{ (portón)} + [6 \text{ (rellanos)} \times 5 \text{ m}^2]) \times 8 \text{ W (fluorescente)} \times 14 \text{ (escaleras)} = 4,48 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a los garajes:

Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada.

La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$P = \text{Área Garaje Parcela 4 (m}^2\text{)} - 20\% = (5893,5967 - 20\%) \times 20 \text{ W} = 94,297 \text{ kW}$$

$$P_4 = 805 + 105 + 2.352 + 4.48 + 94.297 = \mathbf{1011,13 \text{ kW}}$$

- Parcela número 5 (140 abonados de electrificación básica)

Formado por 14 escaleras con la siguiente distribución: 14 escaleras con 5 plantas con 2 viviendas por planta.

Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.

Para hallar la previsión de potencia en las parcelas colectivas, se halla sin aplicar coeficientes de simultaneidad ninguno.

- Carga correspondiente a las viviendas:

$$P_{5viv} = 144 \times 5,75 = 805 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a ascensores y montacargas:

En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-2 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores

$$P_{5asc} = 14 \times 7,5 = 105 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente al alumbrado del hueco de escalera:

$$P_{5h.esc} = 7 \text{ (huecos)} \times 6 \text{ m}^2 \times 4 \text{ W (fluorescente)} = 0,168 \text{ kW}$$

$$0,168 \text{ kW} \times 14 \text{ (escaleras)} = 2,352 \text{ kW}$$

- Cargas correspondientes a portales y zonas comunes:

$$P_{5z.com} (10 \text{ m}^2 \text{ (portón)} + [6 \text{ (rellanos)} \times 5 \text{ m}^2]) \times 8 \text{ W (fluorescente)} = 0,32 \text{ kW}$$

$$\times 14 \text{ (escaleras)} = 4,48 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a los garajes:

Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada.

La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$P = \text{Área Garaje Parcela 5 (m}^2\text{)} - 20\% = (5977,8835 - 20\%) \times 20 \text{ W} = 95,646 \text{ kW}$$

$$P_5 = 805 + 105 + 2.352 + 4.48 + 95,646 = 1012,47 \text{ kW}$$

- Parcela número 6 (21 abonados Electrificación Elevada):

$$P_6 = 21 \times 9,2 = 193,2 \text{ kW}$$

- Parcela número 7 (22 abonados Electrificación Elevada):

$$P_6 = 22 \times 9,2 = 202,4 \text{ kW}$$

- Parcela número 8 (88 abonados de electrificación básica)

Formado por 8 escaleras con la siguiente distribución: 8 escaleras con 5 plantas con 2 viviendas por planta, y una planta por escalera, con un ático.

Total = 11 abonados con electrificación básica por escalera.

Para hallar la previsión de potencia en las parcelas colectivas, se halla sin aplicar coeficientes de simultaneidad ninguno.

- Carga correspondiente a las viviendas:

$$P_{8viv} = 88 \times 5,75 = 506 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a ascensores y montacargas:

En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-2 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores

$$P_{8asc} = 8 \times 7,5 = 60 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente al alumbrado del hueco de escalera:



$$P_{8h.esc} = 8 \text{ (huecos)} \times 6 \text{ m}^2 \times 4 \text{ W (fluorescente)} = 0,192 \text{ kW}$$

$$P_{8h.esc} 0,192 \times 8 \text{ (escaleras)} = \mathbf{1,536 \text{ kW}}$$

- Cargas correspondientes a portales y zonas comunes:

$$P_{8z.com} (10 \text{ m}^2 \text{ (portón)} + [7 \text{ (rellanos)} \times 5 \text{ m}^2]) \times 8 \text{ W (fluorescente)} = 0,36 \text{ kW}$$

$$P_{8z.com} = 0,36 \times 8 \text{ (escaleras)} = \mathbf{2,88 \text{ kW}}$$

- Carga correspondiente a los garajes:

Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada.

La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$P = \text{Área Garaje Parcela 8 (m}^2\text{)} - 20\% = (2294,2343 - 20\%) \times 20 \text{ W} = 36,71 \text{ kW}$$

$$P_8 = 506 + 60 + 1,536 + 2,88 + 36,71 = 607,126 \text{ kW}$$

- Parcela número 9 (132 abonados de electrificación básica)

Formado por 12 escaleras con la siguiente distribución: 12 escaleras con 5 plantas con 2 viviendas por planta, y una planta por escalera, con un ático.

Total = 11 abonados con electrificación básica por escalera.

Para hallar la previsión de potencia en las parcelas colectivas, se halla sin aplicar coeficientes de simultaneidad ninguno.

- Carga correspondiente a las viviendas:

$$P_{9viv} = 132 \times 5,75 = 759 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a ascensores y montacargas:

En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-2 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores

$$P_{9asc} = 12 \times 7,5 = 90 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente al alumbrado del hueco de escalera:

$$P_{9h.esc} = 8 (\text{huecos}) \times 6 \text{ m}^2 \times 4 \text{ W ( fluorescente)} \times 12 (\text{escaleras}) = 2,304 \text{ kW}$$

- Cargas correspondientes a portales y zonas comunes:

$$P_{9z.com} (10 \text{ m}^2 (\text{portón}) + [7 (\text{rellanos}) \times 5 \text{ m}^2]) \times 8 \text{ W ( fluorescente)} \times 12 (\text{escaleras}) = 4,32 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a los garajes:

Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada.

La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$P = \text{Área Garaje Parcela 9 (m}^2) - 20\% = (4369,9043 - 20\%) \times 20 \text{ W} = 69,92 \text{ kW}$$

$$P_9 = 759 + 90 + 2,304 + 4,32 + 69,92 = 844,544 \text{ kW}$$

- Parcela número 10 (27 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{10} = 27 \times 9,2 = 248,4 \text{ kW}$$

- Parcela número 11 (22 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{11} = 22 \times 9,2 = 202,4 \text{ kW}$$

- Parcela número 12 (18 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{12} = 18 \times 9,2 = 165,6 \text{ kW}$$

- Parcela número 13 (22 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{11} = 22 \times 9,2 = 202,4 \text{ kW}$$

- Parcela número 14 (17 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{14} = 17 \times 9,2 = 156,4 \text{ kW}$$

- Parcela número 15 (17 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{15} = 17 \times 9,2 = 156,4 \text{ kW}$$

- Parcela número 16 (14 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{16} = 14 \times 9,2 = 128,8 \text{ kW}$$

- Parcela número 17 (24 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{17} = 24 \times 9,2 = 220,8 \text{ kW}$$

- Parcela número 18 (13 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{18} = 13 \times 9,2 = 119,6 \text{ kW}$$

- Parcela número 19 (150 abonados de electrificación básica)

Formado por 15 escaleras con la siguiente distribución: 15 escaleras con 5 plantas con 2 viviendas por planta.

Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.

Para hallar la previsión de potencia en las parcelas colectivas, se halla sin aplicar coeficientes de simultaneidad ninguno.

- Carga correspondiente a las viviendas:

$$P_{19_{viv}} = 150 \times 5,75 = 862,5 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a ascensores y montacargas:

En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-2 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores

$$P_{9_{asc}} = 15 \times 7,5 = 112,5 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente al alumbrado del hueco de escalera:

$$P_{9_{h.esc}} = 7 (\text{huecos}) \times 6 \text{ m}^2 \times 4 \text{ W (fluorescente)} \times 15 (\text{escaleras}) = 2,52 \text{ kW}$$

- Cargas correspondientes a portales y zonas comunes:

$$P_{9_{z.com}} (10 \text{ m}^2 (\text{portón}) + [6 (\text{rellanos}) \times 5 \text{ m}^2]) \times 8 \text{ W (fluorescente)} \times 15 (\text{escaleras}) = 4,8 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a los garajes:

Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada.

La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$P = \text{Área Garaje Parcela 19 (m}^2) - 20\% = (3577,9585 - 20\%) \times 20 \text{ W} = 57,247 \text{ kW}$$

$$P_{19} = 862,5 + 112,5 + 2,52 + 4,8 + 57,247 = 1039,56 \text{ kW}$$

- Parcela número 20 (100 abonados de electrificación básica)

Formado por 10 escaleras con la siguiente distribución: 10 escaleras con 5 plantas con 2 viviendas por planta.

Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.

Para hallar la previsión de potencia en las parcelas colectivas, se halla sin aplicar coeficientes de simultaneidad ninguno.

- Carga correspondiente a las viviendas:

$$P_{20_{viv}} = 100 \times 5,75 = 575 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a ascensores y montacargas:

En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-2 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores

$$P_{20asc} = 10 \times 7,5 = 75 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente al alumbrado del hueco de escalera:

$$P_{9h.esc} = 7 \text{ (huecos)} \times 6 \text{ m}^2 \times 4 \text{ W ( fluorescente)} \times 10 \text{ (escaleras)} = 1,68 \text{ kW}$$

- Cargas correspondientes a portales y zonas comunes:

$$P_{9z.com} (10 \text{ m}^2 \text{ (portón)} + [6 \text{ (rellanos)} \times 5 \text{ m}^2]) \times 8 \text{ W ( fluorescente)} \times 10 \text{ (escaleras)} = 3,2 \text{ kW}$$

- Carga correspondiente a los garajes:

Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada.

La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$P = \text{Área Garaje Parcela 20 (m}^2\text{)} - 20\% = (2500,592 - 20\%) \times 20 \text{ W} = 40 \text{ kW}$$

$$P_{20} = 575 + 75 + 1,68 + 3,2 + 40 = 694,88 \text{ kW}$$

- Parcela número 21 (8 abonados Electrificación Elevada):

$$P_{21} = 8 \times 9,2 = 73,6 \text{ kW}$$

- Zonas Ajardinadas:

La forma de estimar la carga será aplicando una luminaria Na HP de 100 W por cada 30 m<sup>2</sup>.

$$P_{jardin} = \frac{area (m^2)}{30m^2} \times 100w \times 1.8$$

El valor de 1.8 corresponde al factor de corrección de la lámpara de descarga .

$$JARDIN junto equip. j = \frac{1813,5476 m^2}{30m^2} \times 0,1 kW \times 1.8 = 10,88 kw$$

$$JARDIN entre 4 y 5 = \frac{1999,2650 m^2}{30m^2} \times 0,1 kW \times 1.8 = 12 kw$$

$$JARDIN junto 8 = \frac{773,2625m^2}{30m^2} \times 0,1 kW \times 1.8 = 4,64kw$$

$$JARDIN junto a EQ S = \frac{632,7856m^2}{30m^2} \times 0,1 kW \times 1.8 = 3,8 kw$$

$$JARDIN entre 19 y 20 = \frac{1178,6679m^2}{30m^2} \times 0,1 kW \times 1.8 = 7,07kw$$

$$JARDIN junto a 15 = \frac{2136,2318m^2}{30m^2} \times 0,1 kW \times 1.8 = 12,81kw$$

$$\sum Jardines = 12,81 + 7,07 + 3,8 + 4,64 + 12 + 10,88 = 51,2 kW$$

- Carga correspondiente al equipamiento social (ES):

Estimaremos la carga considerando una potencia de 10 W por cada metro Cuadrado.

$$P_{ES} = \text{Área (m}^2\text{)} \times 10w = 1661,2462 \times 10w = 16,612 Kw$$

- Carga correspondiente al equipamiento juvenil (EJ):

Estimaremos la carga considerando una potencia de 5 W por cada metro Cuadrado.

$$P_{EE} = \text{Área (m}^2\text{)} \times 5w = 20209,4559 \times 5w = 101,05 \text{ kw}$$

- Carga correspondiente al alumbrado de viales:

Para el alumbrado de viales dispondremos de tres centros de mando de 20 Kw/Ud. A partir de los cuales se dará servicio a los circuitos de alumbrado público. Estos centros de mando se han colocado en distintos anillos de la red de baja tensión.

$$P_{AL} = 3 \times 20 = 60 \text{ kW}$$

### 2.1.1.2. Diseño del centro de transformación CT – 1

#### 2.1.1.2.1. Potencias conectadas en CT1 - Anillo 1

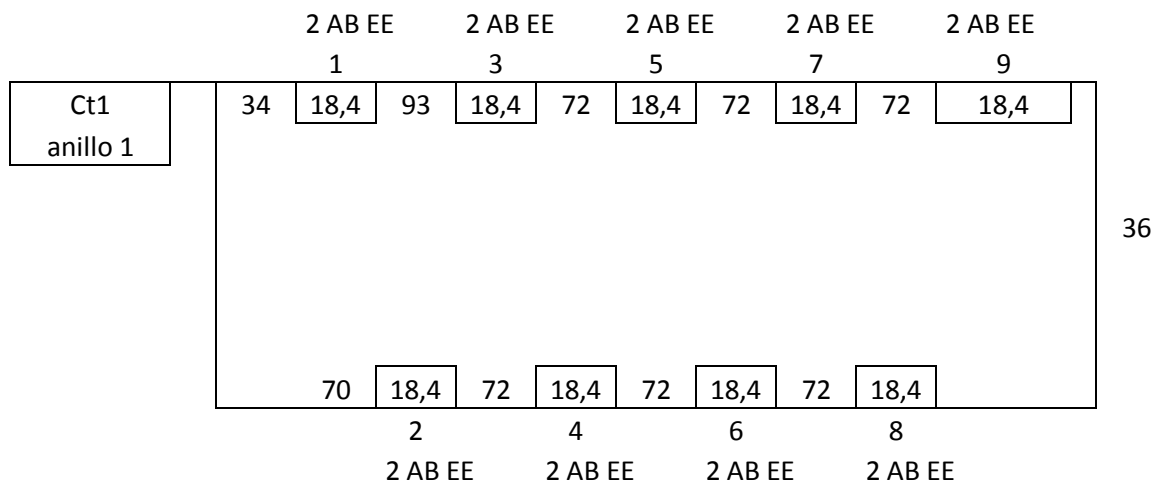
**CT1 - ANILLO1:** Formado por 18 abonados de electrificación elevada de la parcela 2 (Ver plano 3)

#### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9

16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$





#### 2.1.1.2.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{165,6 \text{ kW}}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L &= (18,4 \times 34) + [(34+93) \times 18,4] + [(34+93+72) \times 18,4] + [(34+93+72+72) \times 18,4] \\ &+ [(34+93+72+72+72) \times 18,4] + [(34+93+72+72+72+36) \times 18,4] + \\ &[(34+93+72+72+72+36+72) \times 18,4] + [(34+93+72+72+72+36+72+72) \times 18,4] + \\ &[(34+93+72+72+72+36+72+72+72) \times 18,4] = \mathbf{53764,8 \text{ kW x m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{53764,8}{165,6} = 324,67$$

$$p.m.t = \mathbf{324,67 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP9** y **CGP7** a una distancia al origen de **322 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.2.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT1 – cgp7

		8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE	
		1		3		5		7	
Ct1 anillo 1	34	18,4	93	18,4	72	18,4	72	18,4	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_5 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_3 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_1 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

$$I = \frac{64,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 103,2815 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega$ /km	X en $\Omega$ /km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 160 (A) > 103,2815 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 271 m

#### 2.1.1.2.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 103,2815 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{103,2815}{0.74} \right) = 139.57 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$

$$251,6 \text{ (A)} > 103,2815 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.2.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT1 – cgp8

	70	18,4	72	18,4	72	18,4	72	18,4	36	18,4
Ct1	2	4	6	8	9					
anillo 1	10 AB EE	8 AB EE	6 AB EE	4 AB EE	2 AB EE					

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp9 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_8 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_6 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_4 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_2 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{78,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 125,413 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50	190	155	115			

Al						
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 160 (A) > 125,413 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 322 m

#### 2.1.1.2.1.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 125,413 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{125,413}{0.74} \right) = 169,477 \text{ (A)}$$



$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 125,413 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.2.1.6. Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Dónde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT1 – CGP7**

		64,4 kW		49.68 kW		34,96 kW		18,4 kW
		1		3		5		7
Ct1 anillo 1	34	18,4	93	18,4	72	18,4	72	18,4

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	64,4	0,034	0,21745813	0,21745813
CGP1– CGP3	49,68	0,093	0,45885493	0,67631306
CGP3 –CGP5	34,96	0,072	0,24998548	0,92629854
CGP5 –CGP7	18,4	0,072	0,13157131	<b>1,0578699</b>

**1,0578699 < 5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT1 – CGP9**

	70	18,4	72	18,4	72	18,4	72	18,4	36	18,4
Ct1 anillo 1	2		4		6		8		9	
	78,2 kW		64,4 kW		49.68 kW		34,96 kW		18,4 kW	

<b>TRAMO</b>	<b>POTENCIA (KW)</b>	<b>LONGITUD (m)</b>	<b>%ΔU</b>	<b>%ΔU acumulado</b>
CT – CGP2	78,2	0,07	0,54364533	0,54364533
CGP2– CGP4	64,4	0,072	0,46049957	1,0041449
CGP4 –CGP6	49,68	0,072	0,35524253	1,35938743
CGP6 –CGP8	34,96	0,072	0,24998548	1,60937291
CGP8 –CGP9	18,4	0,036	0,06578565	<b>1,67515856</b>

**1,67515856 <5 VALIDO.**

#### **2.1.1.2.2 Potencias conectadas en CT1 - Anillo 2**

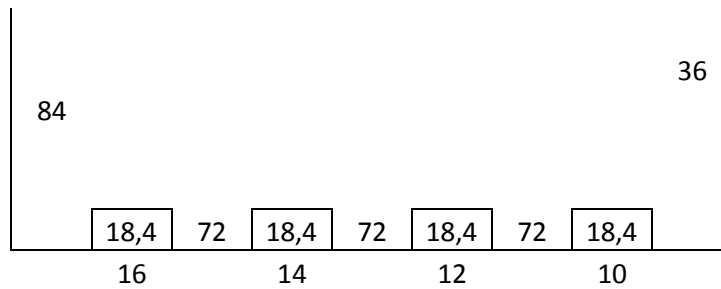
**CT1 – ANILLO2:** Formado por 16 abonados de electrificación elevada de la parcela 2  
(Ver plano 3)

### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$

		17		15		13		11	
Ct1	48	18,4	72	18,4	72	18,4	72	18,4	
anillo 2									



#### 2.1.1.2.2.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P17 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P15 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P13 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P11 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P10 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P12 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P14 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P16 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{147,2 \text{ kw}}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L &= (18,4 \times 48) + [(48+72) \times 18,4] + [(48+72+72) \times 18,4] + [(48+72+72+72) \times 18,4] \\ &+ [(48+72+72+72+72) \times 18,4] + [(48+72+72+72+36+72) \times 18,4] + \\ &+ [(48+72+72+72+36+72+72) \times 18,4] + [(48+72+72+72+36+72+72+72) \times 18,4] \\ &= \mathbf{41510,4 \text{ kW x m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{41510,4}{147,2} = 282 \text{ m}$$

p.m.t = **282 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP10** y **CGP11** a una distancia al origen de **282 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1.

##### Línea 1: CT1 – cgp11

			8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE
			17		15		13		11
Ct1	48	18,4	72	18,4	72	18,4	72	18,4	
anillo 2									

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP17** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp11 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{11} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp13 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_{13} = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp15 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_{15} = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp17 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_{17} = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

$$I = \frac{64,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 103,2815 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores.

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 160 (A) > 103,2815 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 264 m

#### 2.1.1.2.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 103,2815 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{103,2815}{0.74} \right) = 139.57 \text{ (A)}$$



$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 103,2815 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.2.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT1 – cgp10

	84	18,4	72	18,4	72	18,4	72	18,4
Ct1	16		14		12		10	
anillo 2	8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP16** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp10 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{10} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp12 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_{12} = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp14 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_{14} = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp16 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_{16} = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

$$I = \frac{64,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 103,2815 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores.

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 160 (A) > 103,2815 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 300 m

### 2.1.1.2.2.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{max} = 103,2815 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{103,2815}{0.74} \right) = 139.57 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 103,2815 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### **2.1.1.2.2.6. Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2**

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Dónde:

ΔU = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Cosφ = 0,9.

R = resistencia eléctrica del conductor en Ω/km.

X = reactancia inductiva del conductor en Ω/km.

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

#### LINEA 1: CT1 – CGP11

		64,4 kW		49.68 kW		34,96 kW		18,4 kW
		17		15		13		11
Ct1 anillo 2	48	18,4	72	18,4	72	18,4	72	18,4

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP17	64,4	0,072	0,46049958	0,46049958
CGP17– CGP15	49,68	0,072	0,35524253	0,81574212
CGP15– CGP13	34,96	0,072	0,24998549	1,0657276
CGP13 –CGP11	18,4	0,045	0,08223207	<b>1,14795967</b>

**1,14795967 < 5 válido**

## LINEA 2: TRAMO CT1 – CGP10

	18,4	72	18,4	72	18,4	72	18,4
Ct1	16		14		12		10
anillo 2	64,4 kW		49.68 kW		34,96 kW		18,4 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP16	64,4	0,072	0,46049958	0,46049958
CGP16–CGP14	49,68	0,072	0,35524253	0,81574212
CGP14–CGP12	34,96	0,074	0,25692953	1,07267164
CGP12–CGP10	18,4	0,05	0,09136896	<b>1,16404061</b>

**1,16404061 <5 VALIDO.**

### 2.1.1.2.3. Potencias conectadas en CT1 - Anillo 3

**CT1 – ANILLO3:** Formado por 21 abonados de electrificación elevada de la parcela 6 (Ver plano 3)

#### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2

3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5

		1		2		3		4		5		6	
Ct1 anillo 3	43	18,4	18	18,4	18	18,4	18	18,4	49	9,2	9,5	18,4	
	80												
		18,4	18	18,4	18	18,4	18	18,4	49	18,4			18
		11		10		9		8		7			

### 2.1.1.2.3.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P5 = 9,2 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P10 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P11 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 9,2 \times 21 = \mathbf{193,2 \text{ kw}}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L &= (18,4 \times 43) + [(43+18) \times 18,4] + [(43+18+18) \times 18,4] + [(43+18+18+18) \times 18,4] \\ &+ [(43+18+18+18+49) \times 9,2] + [(9,5+43+18+18+18+49) \times 18,4] + \\ &+ [(18+9,5+43+18+18+18+49) \times 18,4] + [(18+9,5+43+18+18+18+49+18) \times 18,4] + \\ &+ [(18+9,5+43+18+18+18+49+18+18) \times 18,4] + [(18+9,5+43+18+18+18+49+18+18+18) \times 18,4] \\ &= \mathbf{30878,88 \text{ kW x m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{30878,88}{193,2} = 159,8 \text{ m}$$



p.m.t = **159,8 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP6** y **CGP7** a una distancia al origen de **159,8 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

### 2.1.1.2.3.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección

#### Línea 1: CT1 – cgp6

		11 AB EE		9 AB EE		7 AB EE		5 AB EE		3 AB EE		2 AB EE
		1		2		3		4		5		6
Ct1 anillo 3	43	18,4	18	18,4	18	18,4	18	18,4	49	9,2	9,5	18,4

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp 6 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 3 AB EE ) [c.s.=3]

$$P_5 = 3 \times 9,2 = 27,6 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 5 AB EE ) [c.s.=4,6]

$$P_3 = 4,6 \times 9,2 = 42,32 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2]

$$P_1 = 6,2 \times 9,2 = 57,04 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 9 AB EE ) [c.s.=7,8]

$$P_1 = 7,8 \times 9,2 = 71,76 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 11 AB EE ) [c.s.=9,2]

$$P_1 = 9,2 \times 9,2 = 84,64 \text{ kW}$$

$$I = \frac{84,64 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 135,741 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV	255	205	155	120		

3× 95+1× 50 Al						
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 160 (A) > 135,741 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 155 m

#### 2.1.1.2.3.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 135,741 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.67 Agrupación de seis mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{135,741}{0.67} \right) = 202,59 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.67) = 227,8 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$227,8 \text{ (A)} > 202,59 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.2.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT1 – cgp10

	18,4	18	18,4	18	18,4	18	18,4	49	18,4
Ct1	11	10	9	8	7				
anillo 3	10 AB EE	8 AB EE	6 AB EE	4 AB EE	2 AB EE				

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP11** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_8 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_9 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp10 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_{10} = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp11 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_{10} = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{78,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 125,41 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores.

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 160 (A) > 125,41 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 183 m

#### 2.1.1.2.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 125,41 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.67 Agrupación de seis mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{125,41}{0.67} \right) = 187,17 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.67) = 227,8 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$227,8 \text{ (A)} > 187,17 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.



### 2.1.1.2.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Dónde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT1 – CGP6

		84,64 kW		71,76 kW		57,04 kW		42,32 kW		27,6 kW		18,4 kW
		1		2		3		4		5		6
Ct1 anillo 3	43	18,4	18	18,4	18	18,4	18	18,4	49	9,2	9,5	18,4

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	84,64	0,043	0,36145562	0,36145562
CGP1– CGP2	71,76	0,018	0,12828203	0,48973765
CGP2– CGP3	57,04	0,018	0,10196776	0,59170542
CGP3 –CGP4	42,32	0,018	0,0756535	0,66735892
CGP4 –CGP5	27,6	0,049	0,13431238	0,8016713
CGP5 –CGP6	18,4	0,0095	0,0173601	<b>0,8190314</b>

**0,8190314<5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT1 – CGP7

		18,4	18	18,4	18	18,4	18	18,4	49	18,4
Ct1 anillo 3		11		10		9		8		7
		78,2 kW		64,4 kW		49.68 kW		34,96 kW		18,4 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP11	78,2	0,08	0,62130896	0,62130896
CGP11–CGP10	64,4	0,018	0,1151249	0,73643385
CGP10–CGP9	49,68	0,018	0,08881063	0,82524449
CGP9–CGP8	34,96	0,018	0,06249637	0,88774086
CGP8–CGP7	18,4	0,049	0,08954159	<b>0,97728245</b>

**0,97728245 <5 VALIDO.**

### 2.1.1.3. Diseño del centro de transformación CT – 2

#### 2.1.1.3.1. Potencias conectadas en CT1 - Anillo 1

**CT2 - ANILLO1:** Formado por 12 abonados de electrificación elevada de la parcela 1, 2 cgp para el equipamiento juvenil y el jardín colindante, alimentado desde una de estas cajas (**Ver plano 4**)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$

Ct2 anillo 1	Eq. Juvenil1		2 AB EE 7		2 AB EE 9		2 AB EE 11		32
	73	50,53	118	18,4	64	18,4	64	18,4	
	2								
		56,57	79	18,4	64	18,4	64	18,4	
	Eq. Juvenil2+ Jardín		8 2 AB EE		10 2 AB EE		12 2 AB EE		

#### 2.1.1.3.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P_{eq.juv.1} = 50,525 \text{ kW}$$

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{11} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{12} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{10} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{eq.juv.2} = 56,57 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{217,495 \text{ kw}}$$

$$\Sigma P \times L = (50,525 \times 73) + [(73+118) \times 18,4] + [(73+118+64) \times 18,4] + [(73+118+64+64) \times 18,4] + [(73+118+64+64+32) \times 18,4] + [(73+118+64+64+32+64) \times 18,4] + [(73+118+64+64+32+64+64) \times 18,4] + [(73+118+64+64+32+64+64+79) \times 56,57] = \mathbf{74936,32 \text{ kW x m}}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{74936,32}{217,495} = 337,05$$

$$p.m.t = \mathbf{337,05 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP11** y **CGP12** a una distancia al origen de **337,05 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.3.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT1 – cgp11

		6 AB EE+			6 AB EE		4 AB EE		2 AB EBE
		50,525 Kw			7		9		11
		Eq. J1							
Ct2	73	50,53	118	18,4	64	18,4	64	18,4	
anillo 1									

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP11** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp11 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{11} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_9 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp7 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_7 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp Eq.J1 ( 6 AB EE ) [c.s.=7] + La mitad de la carga del Equipamiento juvenil.

$$P_{Eq,J1} = (5,4 \times 9,2) + 50,525 = 100,205 \text{ kW}$$

$$I = \frac{100,205 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 160,7 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al

- Fusible de 200 (A) > 160,7 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 319 m

### 2.1.1.3.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 160,7 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{160,7}{0.74} \right) = 217,16 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 160,7 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar



#### 2.1.1.3.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT1 – cgp12

	2	56,57	79	18,4	64	18,4	64	18,4
Ct2		Eq. J2+		8		10		12
anillo 1		Jardín						
		6 AB EE+		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EBE
		61,405 Kw						

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp12 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{12} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp10 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_{10} = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_8 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- CgpEq.J2 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4] + La mitad de la carga del Equipamiento juvenil + jardín

$$P_8 = (5,4 \times 9,2) + 50,525 + 10,88 = 111,08 \text{ kW}$$

$$I = \frac{111,08 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 178,145 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 178,145 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 319 m

### 2.1.1.3.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{max} = 178,145 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{178,145}{0.74} \right) = 240,736 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 178,145 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

### 2.1.1.3.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

ΔU = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Cosφ = 0,9.

R = resistencia eléctrica del conductor en Ω/km.

X = reactancia inductiva del conductor en Ω/km.

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT2 – CGP11**

	100,205 kW			49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	
	Eq.								
	Juvenil1			7		9		11	
Ct2	73	50,53	118	18,4	64	18,4	64	18,4	
anillo 1									

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGPeqJ2	100,205	0,073	0,72647909	0,72647909
CGPeqJ2– CGP7	49,68	0,118	0,58220303	1,30868212
CGP7 –CGP9	34,96	0,064	0,22220932	1,53089144

CGP9 –CGP11	18,4	0,064	0,11695227	<b>1,64784371</b>
-------------	------	-------	------------	-------------------

**1,64784371 < 5 válido**

## LINEA 2: TRAMO CT2 – CGP12

	2	56,57	79	18,4	64	18,4	64	18,4
Ct2		Eq.J2+J		8		10		12
anillo		111,08						
1		kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGPeqJ2	118,08	0,002	0,02345402	0,02345402
CGPeqJ2–CGP8	49,68	0,079	0,38978	0,41323401
CGP8 –CGP10	34,96	0,064	0,22220932	0,63544333
CGP10–CGP12	18,4	0,064	0,11695227	<b>0,7523956</b>

**0,7523956 < 5 VALIDO.**

### 2.1.1.3.2 Potencias conectadas en CT2 - Anillo 2

**CT1 – ANILLO2:** Formado por 16 abonados de electrificación elevada de parcela 1 y 3 (Ver plano 4)

#### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1

2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$

Ct2 anillo 2	5		3		3_3		2_3		1_3		4_3		21	
	112	18,4	64	18,4	29	18,4	50	18,4	47	18,4	25	18,4		
	80													
			18,4	64	18,4	64	18,4	32	18,4	48	18,4	21		18,4
		6		4		2		1		6_3		5_3		

#### 2.1.1.3.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 220,8 \text{ kw}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L = & (18,4 \times 112) + [(112+64) \times 18,4] + [(112+64+29) \times 18,4] + [(112+64+29+50) \\ & \times 18,4] + [(112+64+29+50+47) \times 18,4] + [(112+64+29+50+47+25) \times 18,4] + \\ & [(112+64+29+50+47+25+21) \times 18,4] + [(112+64+29+50+47+25+21+21) \times 18,4] + \\ & [(112+64+29+50+47+25+21+21+48) \times 18,4] + \\ & [(112+64+29+50+47+25+21+21+48+32) \times 18,4] \end{aligned}$$



$$\frac{[(112+64+29+50+47+25+21+21+48+32+64) \times 18,4] + [(112+64+29+50+47+25+21+21+48+32+64+64) \times 18,4]}{2}$$

$$= 74520 \text{ kW} \times \text{m}$$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{74520}{220,8} = 337,5 \text{ m}$$

$$p.m.t = 337,5 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP4** y **CGP5** a una distancia al origen de **337,5 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.3.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT2 – cgp4

		12 AB EE		10 AB EE		8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EBE
		5		3		3_3		2_3		1_3		4_3
Ct2	112	18,4	64	18,4	29	18,4	50	18,4	47	18,4	25	18,4
anillo 2												

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp4 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_1 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_2 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_3 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_3 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 12 AB EE ) [c.s.=9,9]

$$P_5 = 9,9 \times 9,2 = 91,08 \text{ kW}$$

$$I = \frac{91,08 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 146,07 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	

XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 146,07 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 327 m

#### 2.1.1.3.2.3. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 146,07 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{146,07}{0,74} \right) = 197,39 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 146,07 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.3.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT2 – cgp5

	18,4	64	18,4	64	18,4	32	18,4	48	18,4	21	18,4
Ct2	6		4		2		1		6_3		5_3
anillo 2	12 AB EE		10 AB EE		8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EBE

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP6** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp5 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_6 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_1 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_2 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_4 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 12 AB EE ) [c.s.=9,9]

$$P_6 = 9,9 \times 9,2 = 91,08 \text{ kW}$$

$$I = \frac{91,08 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 146,07 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores.

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 146,07 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 309 m

#### 2.1.1.3.2.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

<b>Intensidad máxima admisible en A</b>			
<b>Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al</b>			
<b>Cables en triángulo en contacto</b>			
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Directamente soterrados</b>	<b>En tubular soterrada</b>	<b>Al aire, protegido del sol</b>
<b>Aluminio</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 146,07 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{\text{max}}}{Kt} \right) = \left( \frac{146,07}{0,74} \right) = 197,39 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0,74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\text{max}}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 146,07 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.3.2.6. Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07



Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

$$R = 0.125 \, \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.07 \, \Omega/\text{km}$$

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

#### LINEA 1: CT2 – CGP4

		91,08 kW			78,2 kW			64,4 kW			49.68 kW			34,96 kW			18,4 kW	
		5			3			3_3			2_3			1_3			4_3	
Ct2 anillo 2	112	18,4	64	18,4	29	18,4	50	18,4	47	18,4	25	18,4						

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP5	91,08	0,112	1,01309906	1,01309906
CGP5– CGP3	78,2	0,064	0,49704716	1,51014622
CGP3– CGP3	64,4	0,029	0,18547899	1,69562521
CGP3 –CGP2	49,68	0,05	0,2466962	1,94232141
CGP2 –CGP1	34,96	0,047	0,16318497	2,10550638
CGP1 –CGP4	18,4	0,025	0,04568448	<b>2,15119086</b>

**2,15119086 < 5 válido**

## LINEA 2: TRAMO CT2 – CGP5

	18,4	64	18,4	64	18,4	32	18,4	48	18,4	21	18,4
Ct2	6	4	2	1	6_3	5_3					
anillo 2	91,08 kW	78,2 kW	64,4 kW	49.68 kW	34,96 kW	18,4 kW					

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP6	91,08	0,08	0,72364219	0,72364219
CGP6–CGP4	78,2	0,064	0,49704716	1,22068934
CGP4–CGP2	64,4	0,064	0,40933295	1,6300223
CGP2–CGP1	49,68	0,032	0,15788557	1,78790786
CGP2–CGP1	34,96	0,048	0,16665699	1,95456485
CGP2–CGP1	18,4	0,021	0,03837496	<b>1,99293982</b>

**1,99293982 <5 VALIDO.**

#### 2.1.1.4. Diseño del centro de transformación CT – 3

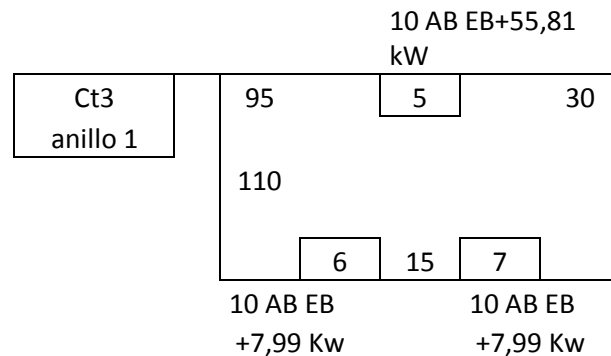
##### 2.1.1.4.1. Potencias conectadas en CT3 - Anillo 1

**CT3 - ANILLO1:** Formado por 3 cgp de edificios con 30 abonados de electrificación básica de parcela 5, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje. (Ver plano 5)

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.4.1.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P5= 10 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE  
 $P5=(10 \times 5,75)+7,99+47,823=113,313 \text{ A}$
- P7= 10 AB EB + SSGG  
 $P7=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$
- P6= 10 AB EB + SSGG  
 $P6=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$

$\Sigma P = 244,293 \text{ kw}$

$$\Sigma P \times L = (113,313 \times 95) + [(95+30) \times 65,49] + [(95+30+15) \times 65,49] = \mathbf{28119,585 \text{ kWxm}}$$

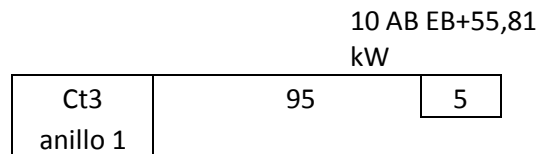
$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{28119,585}{244,293} = 115,1$$

$$p.m.t = \mathbf{115,1 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP5** y **CGP7** a una distancia al origen de **115,1 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.4.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT3 – cgp5



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp5 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_5 = \left( \frac{10 \times 5,75}{10} \times 8,5 \right) + 55,81 = 104,685 \text{ kW}$$

$$I = \frac{104,685 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 167,88 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
-----------------	---------------	-----------

(mm <sup>2</sup> )		
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 167,88 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 95 m

#### 2.1.1.4.1.3. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$I_{max} = 167,88 \text{ (A)}$

f.d.c (Kt) = 0.78 Agrupación de 5 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{167,88}{0.7} \right) = 239,82 \text{ (A)}$$

$S = 240 \text{ mm}^2$  admite  $360 \text{ (A)} \times Kt (0.7) = 252 \text{ (A)} = I_{adm}$

$I_{adm.} > I_{max}$

252 (A) > 239,82 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.4.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT1 – cgp7

	110	6	15	7
Ct3 anillo 1		20 AB EB	10 AB EB	
		+15,98 Kw	+7,99 Kw	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_5 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]



$$P_5 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 125 m

### 2.1.1.4.1.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,88 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.72 Agrupación de ocho mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0.71} \right) = 225,13 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 225,13 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.4.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

## LINEA 1: CT3 – CGP5

104,68 kW		
Ct3 anillo 1	95	5

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP5	104,68	0,095	0,98763892	<b>0,98763892</b>

**0,98763892 < 5 válido**

## LINEA 2: TRAMO CT3 – CGP7

110			
6			
15			
7			
Ct3 anillo 1	101,076 kW	56,86 kW	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP6	101,076	0,11	1,10420983	1,10420983
CGP6 – CGP7	56,863	0,015	0,08470946	<b>1,18891929</b>

**1,18891929 < 5 VALIDO.**

### 2.1.1.4.2. Potencias conectadas en CT3 - Anillo 2

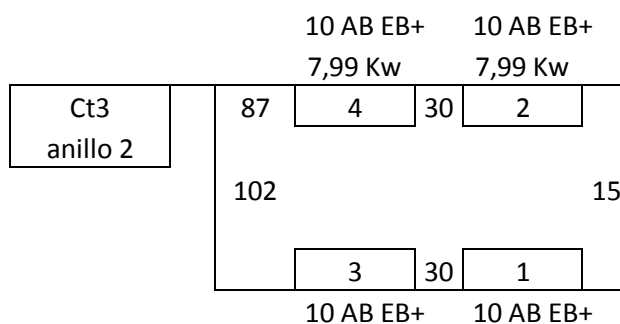
**CT3 – ANILLO2:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de parcela 5, a una de ellas se le cargará la carga correspondiente al jardín. **(Ver plano 5)**

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según

el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coefficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



7,99 Kw

20 Kw

#### 2.1.1.4.2.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P4= 10 AB EB + SSGG  
P4=(10X5,75)+7,99=65,49 kW
- P2= 10 AB EB + SSGG  
P2=(10X5,75)+7,99=65,49 kW
- P1= 10 AB EB + SSGG + JARDÍN  
P1=(10X5,75)+7,99+12=77,5 kW
- P3= 10 AB EB + SSGG  
P3=(10X5,75)+7,99=65,49 kW

$\Sigma P = 273,97 \text{ kw}$

$\Sigma P \times L = (87 \times 65,49) + [(87+30) \times 65,49] + [(87+30+15) \times 77,5] + [(87+30+15+30) \times 65,49] = 34199,34 \text{ kW x m}$

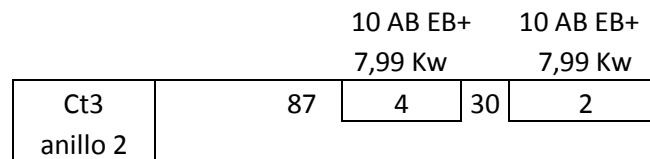
$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{34199,34}{273,97} = 124,83$$

p.m.t = 124,83 m

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP2** y **CGP1** a una distancia al origen de **124,83 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.4.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT3 – cgp2



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp2 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_2 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_4 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
-----------------	---------------	-----------



(mm <sup>2</sup> )		
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 250 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m > 117 m

#### 2.1.1.4.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.72 Agrupación de 5 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,70} \right) = 231,57 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.7) = 238 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$238 \text{ (A)} > 231,6 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.4.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT3 – cgp1

	102	3	30	1
Ct3 anillo 2		10 AB EB+ 7,99 Kw		10 AB EB+ 20 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP6** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp1 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_1 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 20 = 68,86 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_5 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 + 12 = 113,08 \text{ kW}$$

$$I = \frac{113,08 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 181,35 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega$ /km	X en $\Omega$ /km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 250 (A) > 181,35 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 125 m

#### 2.1.1.4.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 181,35 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.79 Agrupación de nueve mazos de cables a 0.6 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{\text{max}}}{K_t} \right) = \left( \frac{181,35}{0,79} \right) = 229,55 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0,79) = 268,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\text{max}}$$

$$268,6 \text{ (A)} > 229,55 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.4.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta  $U$  en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

$W$  = potencia en kW.

$L$  = longitud del tramo en km.

$U$  = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

$R$  = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

$X$  = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg} \theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT3 – CGP2**

	101,076 kW			56,86 kW
Ct3 anillo 2	87	4	30	2

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP4	101,076	0,087	0,87332959	0,87332959
CGP4 – CGP2	56,863	0,03	0,16941892	<b>1,04274851</b>

**1,04274851 < 5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT3 – CGP7**

	102	3	30	1
Ct3 anillo 2	113,08 kW			68,86 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP3	113,08	0,102	1,14550463	1,14550463
CGP3 – CGP1	68,86	0,03	0,20516305	<b>1,35066768</b>

**1,35066768 < 5 VALIDO.**

#### 2.1.1.5. Diseño del centro de transformación CT – 4

##### 2.1.1.5.1. Potencias conectadas en CT4 - Anillo 1

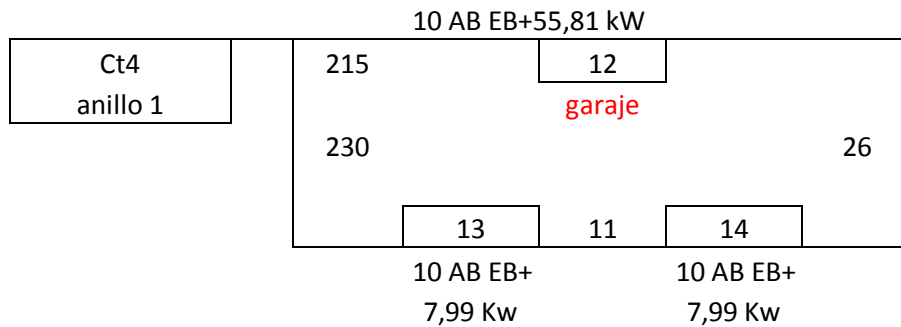
**CT4 - ANILLO1:** Formado por 3 cgp de edificios con 30 abonados de electrificación básica de parcela 5, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje. **(Ver plano 6)**

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$





#### 2.1.1.5.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma ( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P12= 10 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE  
 $P12=(10 \times 5,75)+7,99+47,823=113,313 \text{ A}$
- P14= 10 AB EB + SSGG  
 $P14=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$
- P13= 10 AB EB + SSGG  
 $P13=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$

$\Sigma P = 244,293 \text{ kw}$

$\Sigma P \times L=(113,313 \times 215) + [(215+26) \times 65,49] + [(215+26+11) \times 65,49] = 56648,865 \text{ kW xm}$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P} = \frac{56648,865}{244,293} = 231,88$$

p.m.t = **231,88 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP12** y **CGP14** a una distancia al origen de **231,88 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.5.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT4 – cgp12**

10 AB EB+55,81 kW		
Ct4 anillo 1	215	12

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP12** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp12 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{12} = \left( \frac{10 \times 5,75}{10} \times 8,5 \right) + 55,81 = 104,685 \text{ kW}$$

$$I = \frac{104,685 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 167,88 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08

95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 167,88 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 215 m

#### 2.1.1.5.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 167,88 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.72 Agrupación de nueve mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{167,88}{0.72} \right) = 233,16 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 244,8 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

244,8 (A) > 233,16 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.5.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT4 – cgp14

	230	13	11	14
Ct4		20 AB EB		10 AB EB
anillo 1		+15,98 Kw		+7,99 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP13** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp14 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{14} = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp13 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_{13} = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible.

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 241 m

#### 2.1.1.5.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

<b>Intensidad máxima admisible en A</b>			
<b>Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al</b>			
<b>Cables en triángulo en contacto</b>			
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Directamente soterrados</b>	<b>En tubular soterrada</b>	<b>Al aire, protegido del sol</b>
<b>Aluminio</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 162,88 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.72 Agrupación de ocho mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,71} \right) = 225,13 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

251,6 (A) > 225,13 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.5.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07



Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

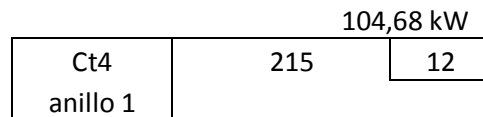
$$R = 0.125 \, \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.07 \, \Omega/\text{km}$$

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg} \theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

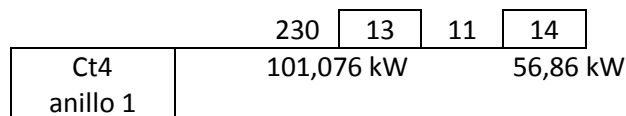
#### LINEA 1: CT3 – CGP12



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP12	104,68	0,215	2,23518282	<b>2,23518282</b>

**2,23518282 < 5 válido**

#### LINEA 2: TRAMO CT4 – CGP14



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP13	101,076	0,23	2,30880237	2,30880237
CGP13–CGP14	56,863	0,011	0,06212027	<b>2,37092264</b>

**2,37092264 < 5 VALIDO.**

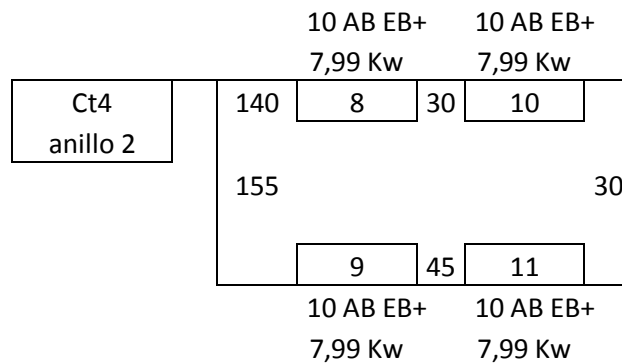
#### **2.1.1.5.2. Potencias conectadas en CT4 - Anillo 2**

**CT4 – ANILLO2:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de parcela 5. (Ver plano 5)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



### 2.1.1.5.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma ( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P8= 10 AB EB + SSGG  
P8=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P10= 10 AB EB + SSGG  
P10=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P11= 10 AB EB + SSGG  
P11=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P9= 10 AB EB + SSGG  
P9=(10X5,75)+7,99=65,49 A

$\Sigma P = 261,96 \text{ kw}$

$$\Sigma P \times L = (140 \times 65,49) + [(140+30) \times 65,49] + [(140+30+30) \times 65,49] + [(140+30+30+155) \times 65,49] = \mathbf{49444,95 \text{ kW} \times \text{m}}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{49444,95}{261,96} = 188,75$$

$$p.m.t = \mathbf{188,75 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP10** y **CGP11** a una distancia al origen de **188,75 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.5.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT3 – cgp2

		10 AB EB+		10 AB EB+
		7,99 Kw		7,99 Kw
Ct4	140	8	30	10
anillo 2				

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP8** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp10 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{10} = \left( \frac{10 \times 5,75}{10} \times 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_8 = \left( \frac{20 \times 5,75}{20} \times 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 170 m

#### 2.1.1.5.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

<b>Intensidad máxima admisible en A</b>			
<b>Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al</b>			
<b>Cables en triángulo en contacto</b>			
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Directamente soterrados</b>	<b>En tubular soterrada</b>	<b>Al aire, protegido del sol</b>
<b>Aluminio</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.72 Agrupación de nueve mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0.72} \right) = 225,13 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.72) = 244,8 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$244,8 \text{ (A)} > 225,13 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.5.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT4 – cgp11

	155	9	45	11
Ct4 anillo 2	10 AB EB+ 7,99 Kw		10 AB EB+ 7,99 Kw	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP9** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp11 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{11} = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_9 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 200 m

#### 2.1.1.5.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2



Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 181,35 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.79 Agrupación de nueve mazos de cables a 0.6 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{181,35}{0.79} \right) = 229,55 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.79) = 268,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$268,6 \text{ (A)} > 229,55 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.5.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\varphi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT4 – CGP10**

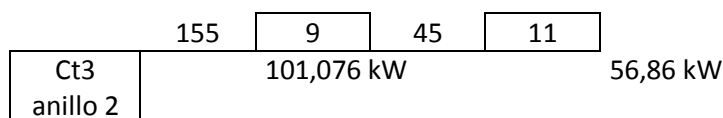
	101,076 kW		56,86 kW	
Ct4 anillo 2	140	8	30	10

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	% $\Delta U$	% $\Delta U$ acumulado
-------	------------------	-----------------	--------------	---------------------------

CT – CGP8	101,076	0,087	0,87332959	0,87332959
CGP8 – CGP10	56,863	0,03	0,16941892	<b>1,04274851</b>

**1,04274851 < 5 válido**

## **LINEA 2: TRAMO CT4 – CGP11**



<b>TRAMO</b>	<b>POTENCIA (KW)</b>	<b>LONGITUD (m)</b>	<b>%ΔU</b>	<b>%ΔU acumulado</b>
CT – CGP9	101,076	0,102	1,02390366	1,02390366
CGP9 – CGP11	56,863	0,03	0,16941892	<b>1,19332258</b>

**1,19332258 < 5 VALIDO.**

## **2.1.1.6. Diseño del centro de transformación CT – 5**

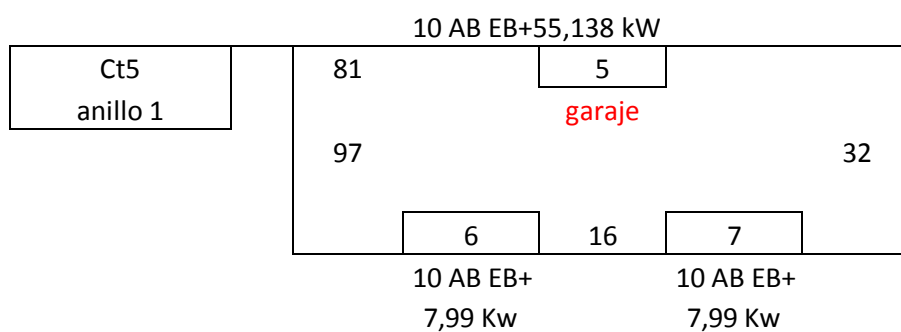
### **2.1.1.6.1. Potencias conectadas en CT5 - Anillo 1**

**CT5 - ANILLO1:** Formado por 3 cgp de edificios con 30 abonados de electrificación básica de parcela 4, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje. **(Ver plano 7)**

### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

N° Viviendas (n)	Coefficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.6.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P5= 10 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE  
 $P5=(10 \times 5,75)+7,99+47,148=112,638 \text{ A}$
- P7= 10 AB EB + SSGG  
 $P7=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$
- P6= 10 AB EB + SSGG  
 $P6=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$

$$\Sigma P = 243,618 \text{ kw}$$

$$\Sigma P \times L = (112,638 \times 81) + [(112,638+32) \times 65,49] + [(112,638+32+16) \times 65,49] = 24972,258 \text{ kW xm}$$

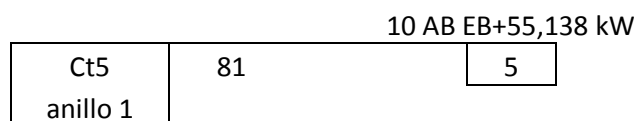
$$pmt = \frac{\Sigma (P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{24972,258}{243,618} = 102,5058$$

$$P.m.t = 102,5058 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP5** y **CGP7** a una distancia al origen de **102,5058 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.6.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT5 – cgp5**



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp5 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_5 = \left( \frac{10 \times 5,75}{10} \times 8,5 \right) + 55,138 = 104,02 \text{ kW}$$

$$I = \frac{104,02 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 166,82 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 200 (A) > 166,82 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 81 m

### 2.1.1.6.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–



**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 166,82 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de 4 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{166,82}{0,74} \right) = 225,43 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 225,43 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.6.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

**Línea 2: CT5 – cgp7**

	97	6	16	7
Ct5		20 AB EB	10 AB EB	
anillo 1		+15,98 Kw	+7,99 Kw	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP6** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_7 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_6 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 113 m

#### 2.1.1.6.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 225,43 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 225,43 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.6.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg} \theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT5 – CGP5**

104,02 kW		
Ct5 anillo 1	81	5

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP5	104,02	0,081	0,8367828	<b>0,8367828</b>

**0,8367828 < 5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT5 – CGP7**

97   6   16   7			
Ct5 anillo 1	101,076 kW	56,86 kW	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP6	101,076	0,097	0,9737123	0,9737123
CGP6 – CGP7	56,863	0,016	0,09035676	<b>1,06406906</b>

**1,06406906 < 5 VALIDO.**

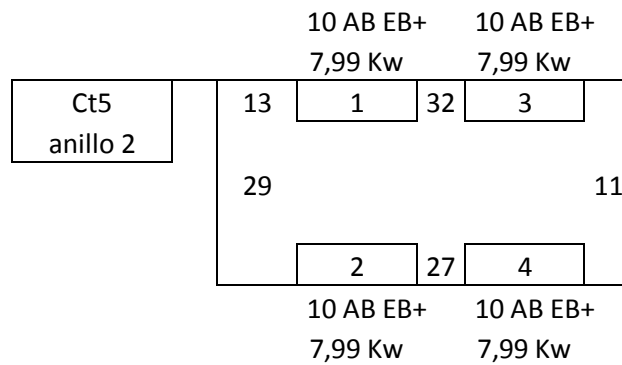
### 2.1.1.6.2. Potencias conectadas en CT5 - Anillo 2

**CT5 – ANILLO2:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica correspondientes a la parcela 4. **(Ver plano 7)**

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.6.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P1= 10 AB EB + SSGG  
P1=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P3= 10 AB EB + SSGG  
P3=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P4= 10 AB EB + SSGG  
P4=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P2= 10 AB EB + SSGG  
P2=(10X5,75)+7,99=65,49 A

$\Sigma P = 261,96 \text{ kw}$

$\Sigma P \times L = (13 \times 65,49) + [(13+32) \times 65,49] + [(13+32+11) \times 65,49] + [(27+13+32+11) \times 65,49] = 12901,53 \text{ kW x m}$



$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{12901,53}{261,96} = 49,25$$

p.m.t = **49,25 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP3** y **CGP4** a una distancia al origen de **49,25 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.6.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT5 – cgp2**

		10 AB EB+ 7,99 Kw	10 AB EB+ 7,99 Kw
Ct5 anillo 2	13	1	32
			3

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp1 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_1 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_3 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 45 m

#### 2.1.1.6.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 219,05 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

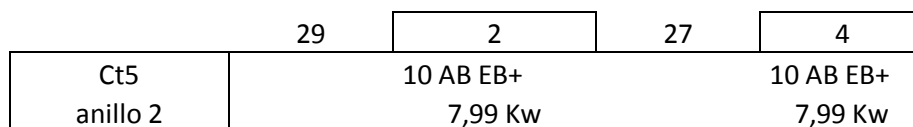
$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 219,05 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.6.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT5 – cgp4



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp4 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_4 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_2 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 56 m

#### 2.1.1.6.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

<b>Intensidad máxima admisible en A</b>			
<b>Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al</b>			
<b>Cables en triángulo en contacto</b>			
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>Directamente soterrados</b>	<b>En tubular soterrada</b>	<b>Al aire, protegido del sol</b>
<b>Aluminio</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de 4 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 219,05 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 219,05 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.6.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Cos $\phi$  = 0,9.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

$$R = 0.125 \, \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.07 \, \Omega/\text{km}$$

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT5 – CGP3

	101,076 kW		56,86 kW
Ct5 anillo 2	13	1	32
			3

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	101,076	0,013	0,13049753	0,13049753
CGP1 – CGP3	56,863	0,032	0,18071351	<b>0,31121104</b>

**0,31121104 < 5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT5 – CGP4

	29	2	27	4
Ct5 anillo 2		101,076 kW		56,86 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP9	101,076	0,029	0,29110986	0,29110986
CGP9 – CGP11	56,863	0,027	0,15247702	<b>0,44358689</b>

**0,44358689 < 5 VALIDO.**



### 2.1.1.7. Diseño del centro de transformación CT – 6

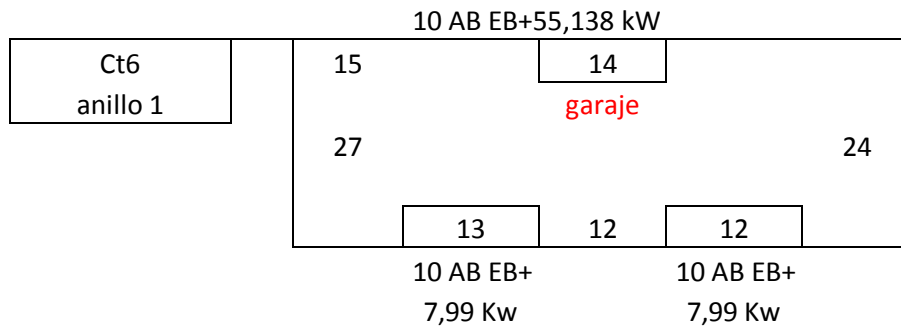
#### 2.1.1.7.1. Potencias conectadas en CT6 - Anillo 1

**CT6 - ANILLO1:** Formado por 3 cgp de edificios con 30 abonados de electrificación básica de la parcela 4, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje. (Ver plano 8)

#### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.7.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma ( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P14= 10 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE  
 $P14=(10 \times 5,75)+7,99+47,148=112,638 \text{ A}$
- P12= 10 AB EB + SSGG  
 $P12=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$
- P13= 10 AB EB + SSGG  
 $P13=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$

$$\Sigma P = 243,618 \text{ kw}$$

$$\Sigma P \times L = (112,638 \times 15) + [(15+24) \times 65,49] + [(15+24+12) \times 65,49] = 7583.67 \text{ kW xm}$$

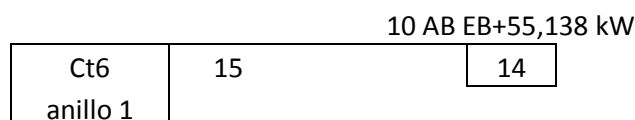
$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{7583,67}{243,618} = 31,13$$

P.m.t = **31,13 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP14** y **CGP12** a una distancia al origen de **31,13 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.7.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT6 – cgp14**



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP14** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp14 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{14} = \left( \frac{10 \times 5,75}{10} \times 8,5 \right) + 55,138 = 104,02 \text{ kW}$$

$$I = \frac{104,02 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 166,82 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 166,82 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 15 m

#### 2.1.1.7.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 166,82 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{166,82}{0.74} \right) = 225,43 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 225,43 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.7.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT6 – cgp12

	27	13	12	12
Ct6		20 AB EB	10 AB EB	
anillo 1		+15,98 Kw	+7,99 Kw	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP13** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp12 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{12} = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp13 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_{13} = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 39 m

#### 2.1.1.7.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	



$$I_{max} = 162,88 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,88}{0.74} \right) = 220,1 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 220,1 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.7.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

ΔU = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Cosφ = 0,9.

R = resistencia eléctrica del conductor en Ω/km.

X = reactancia inductiva del conductor en Ω/km.

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
---------------------------------------	---------------	-----------

50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm2.

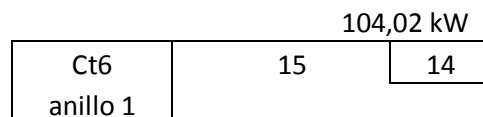
**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

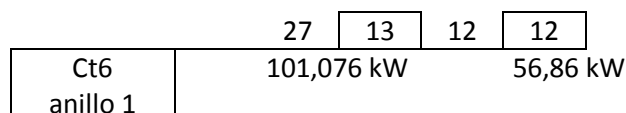
**LINEA 1: CT6 – CGP14**



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP14	104,02	0,015	0,15495978	<b>0,15495978</b>

**0,15495978 < 5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT6 – CGP7**



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
-------	---------------	--------------	-----	---------------

CT – CGP13	101,076	0,027	0,27103332	0,27103332
CGP13–CGP12	56,863	0,012	0,06776757	<b>0,33880089</b>

**0,33880089 < 5 VALIDO.**

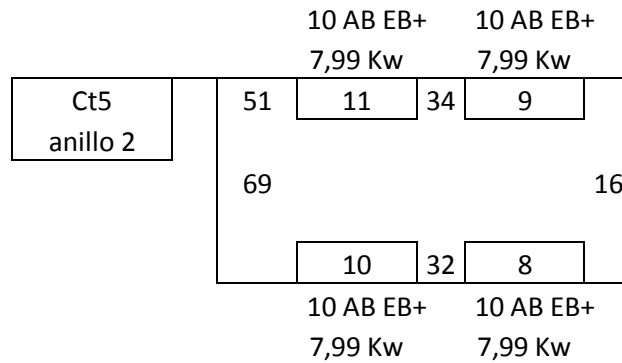
#### **2.1.1.7.2. Potencias conectadas en CT6 - Anillo 2**

**CT6 – ANILLO2:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de la parcela 4. (**Ver plano 8**)

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



### 2.1.1.7.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P11= 10 AB EB + SSGG  
P11=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P9= 10 AB EB + SSGG  
P9=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P8= 10 AB EB + SSGG  
P8=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P10= 10 AB EB + SSGG  
P10=(10X5,75)+7,99=65,49 A

$\Sigma P = 261,96 \text{ kw}$

$\Sigma P \times L = (51 \times 65,49) + [(51+34) \times 65,49] + [(51+34+16) \times 65,49] + [(51+34+16+32) \times 65,49] = 24231,3 \text{ kW x m}$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{24231,3}{261,96} = 92,5$$

p.m.t = **92,5 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP9** y **CGP8** a una distancia al origen de **92,5 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.7.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT6 – cgp2**

		10 AB EB+	10 AB EB+
		7,99 Kw	7,99 Kw
Ct6 anillo 2	51	11	34
			9

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP11** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp9 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_9 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp11 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_{11} = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 101 m

#### 2.1.1.7.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 219,05 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

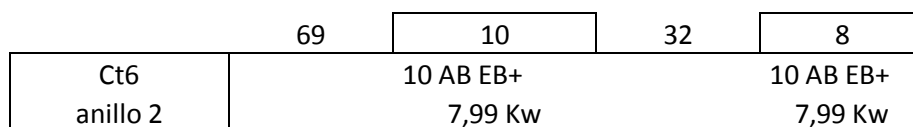
$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 219,05 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.7.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT5 – cgp8



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp8 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_8 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp10 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_{10} = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$



De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 101 m

#### 2.1.1.7.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{\text{max}}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 219,05 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0,74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\text{max}}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 219,05 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.7.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

$$R = 0.125 \, \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.07 \, \Omega/\text{km}$$

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg} \theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

#### LINEA 1: CT6 – CGP9

	101,076 kW		56,86 kW
Ct6 anillo 2	51	11	34
			9

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP11	101,076	0,051	0,51195183	0,51195183
CGP11 – CGP9	56,863	0,034	0,19200811	<b>0,70395993</b>

$$0,70395993 < 5 \text{ válido}$$

#### LINEA 2: TRAMO CT6 – CGP8

	69	10	32	8
Ct6 anillo 2	101,076 kW			56,86 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP9	101,076	0,069	0,69264071	0,69264071
CGP9 – CGP11	56,863	0,032	0,18071351	<b>0,87335422</b>

$$0,87335422 < 5 \text{ VALIDO.}$$

### 2.1.1.8. Diseño del centro de transformación CT – 7

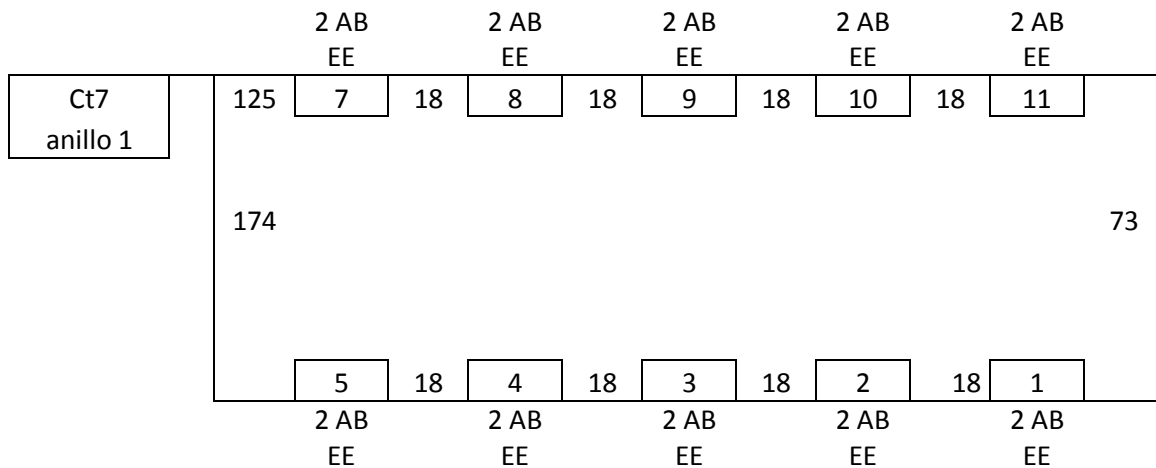
#### 2.1.1.8.1. Potencias conectadas en CT7 - Anillo 1

**CT7 - ANILLO1:** Formado por 20 abonados de electrificación elevada de la parcela 7.  
(Ver plano 9)

#### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.8.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P10 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P11 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{184 \text{ kW}}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L = & (125 \times 18,4) + [(125+18) \times 18,4] + [(125+18+18) \times 18,4] + [(125+18+18+18) \\ & \times 18,4] + [(125+18+18+18+18) \times 18,4] + [(73+125+18+18+18+18) \times 18,4] + \\ & [(73+125+18+18+18+18+18) \times 18,4] + [(73+125+18+18+18+18+18+18) \times 18,4] + \\ & [(73+125+18+18+18+18+18+18+18) \times 18,4] + [(73+125+18+18+18+18+18+18+18+18) \times 18,4] = \mathbf{42964 \text{ kW} \times \text{m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{42964}{184} = 233,5$$

$$p.m.t = \mathbf{233,5 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP11** y **CGP1** a una distancia al origen de **233,5 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.8.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT7 – cgp11

Ct7	10 AB EE		8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE	
anillo 1	125	7	18	8	18	9	18	10	18	11

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP7** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp11 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{11} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp10 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_{10} = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_9 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_9 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_9 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{78,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 125,41 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					



Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 160 (A) > 125,41 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 197 m

### 2.1.1.8.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 125,41 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{125,41}{0,74} \right) = 169,47 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 125,41 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.8.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT7 – cgp1

Ct7	174	5	18	4	18	3	18	2	18	1
anillo 1		10 AB		8 AB		6 AB		4 AB		2 AB
		EE		EE		EE		EE		EE

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp1 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_2 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_3 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_4 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_5 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{78,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 125,41 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 160 (A) > 125,41 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 246 m

#### 2.1.1.8.1.5. Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 125,41 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{125,41}{0,74} \right) = 169,47 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 125,41 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.8.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg} \theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT7 – CGP11**

Ct7 anillo 1	78,2 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	
	125	7	18	8	18	9	18	10	18	11

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP7	78,2	0,125	0,97079525	0,97079525
CG7– CGP8	64,4	0,018	0,1151249	1,08592014
CGP8 –CGP9	49,68	0,018	0,08881063	1,17473078
CGP9 –CGP10	34,96	0,018	0,06249637	1,23722715
CGP10 –CGP11	18,4	0,018	0,03289283	<b>1,27011998</b>

**1,27011998 <5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT2 – CGP12**

Ct7 anillo 1	174	5	18	4	18	3	18	2	18	1
	78,2 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP5	78,2	0,174	1,35134699	1,35134699
CG5– CGP4	64,4	0,018	0,1151249	1,46647188
CGP4 –CGP3	49,68	0,018	0,08881063	1,55528252
CGP3 –CGP2	34,96	0,018	0,06249637	1,61777889
CGP2 –CGP1	18,4	0,018	0,03289283	<b>1,65067172</b>

**1,65067172 < 5 VALIDO.**

#### **2.1.1.8.2 Potencias conectadas en CT7 - Anillo 2**

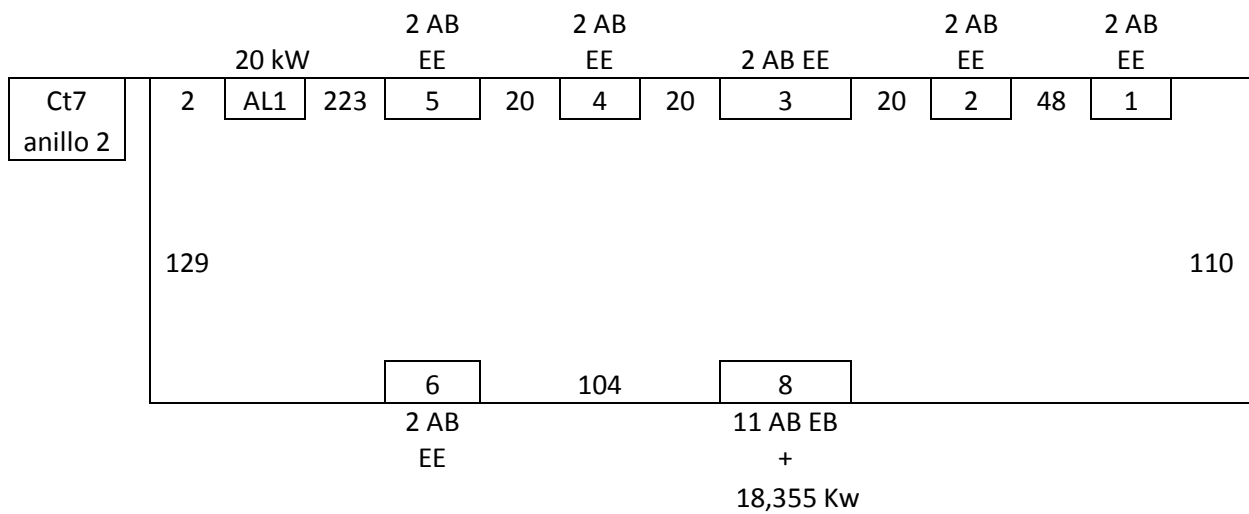
**CT7 – ANILLO2:** Formado por 12 abonados de electrificación elevada de parcelas 11 y 7, 11 abonados de electrificación básica de parcela 8, la mitad de la carga del garaje de la parcela 8 y un centro de mano de Alumbrado (**Ver plano 9**)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5





#### 2.1.1.8.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$PAL1 = 20 \text{ kW}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P8 = (11 \text{ AB EB}) + \text{SSGG} + \text{MEDIO GARAJE}$$

$$P8 = (11 \times 5,75) + 18,355 + 8,052 = 89,657 \text{ Kw}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 220,057 \text{ kw}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L &= (2 \times 20) + [(2+223) \times 18,4] + [(2+223+20) \times 18,4] + [(2+223+20+20) \times 18,4] \\ &+ [(2+223+20+20+20) \times 18,4] + [(2+223+20+20+20+48) \times 18,4] + \\ &+ [(2+223+20+20+20+48+110) \times 89,657] + [(2+223+20+20+20+48+110+104) \times 18,4] \\ &= 74520 \text{ kW x m} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{74718,05}{220,057} = 339,54 \text{ m}$$

$$p.m.t = 339,54 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP1** y **CGP8** a una distancia al origen de **339,54 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.8.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT7 – cgp1

		20 kW		2 AB EE		20	2 AB EE		20	2 AB EE		20	2 AB EE		48	2 AB EE
Ct7 anillo 2	2	AL1	223	5		20	4		20	3		20	2		48	1

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGPAL1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp1 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_2 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_3 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_4 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_5 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

- CgpAL1 ( 10 AB EE )+20 kW [c.s.=9,9]

$$P_{AL1} = (8,5 \times 9,2) + 20 = 98,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{98,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 157,488 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	

XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 157,488 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 333 m

#### 2.1.1.8.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 157,488 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{157,488}{0.74} \right) = 212,82 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 212,82 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.8.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT7 – cgp8

	129	6	104	8
Ct7 anillo 2	2 AB EE		11 AB EB + 18,355 Kw	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP6** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- P8= 11 AB EB.

$$P_5 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 18,355 + 8,052 = 79,31 \text{ kW}$$

- P6 = 11 AB EB + 2 AB EE

$$P_5 = \left( \frac{11 * 5,75 + 2 * 9,2}{13} * 10,6 \right) + 18,355 + 8,052 = 92,98 \text{ kW}$$

$$I = \frac{92,98 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 149,116 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores.

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 149,116 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 233 m

#### 2.1.1.8.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 149,116 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{149,116}{0.74} \right) = 201,51 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 201,51 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.8.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.



$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT7 – CGP1

Ct7 anillo 2	91,08 kW		78,2 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	
	2	AL1	223	5	20	4	20	3	20	2	48	1

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGPAL1	98,2	0,002	0,01950529	0,01950529
CGPAL1–CGP5	78,2	0,223	1,73189872	1,73189872
CGP5–CGP4	64,4	0,02	0,12791655	0,12791655
CGP4 –CGP3	49,68	0,02	0,09867848	0,09867848
CGP3 –CGP2	34,96	0,02	0,06944041	0,06944041
CGP2 –CGP1	18,4	0,048	0,08771421	<b>0,08771421</b>

**0,08771421<5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT7 – CGP8

Ct7 anillo 2	129	6	104	8
	92,98 kW		79,31 kW	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP6	92,98	0,129	1,19121493	1,19121493
CGP6–CGP8	79,31	0,104	0,81916647	<b>0,81916647</b>

**0,81916647 <5 VALIDO.**

### 2.1.1.9. Diseño del centro de transformación CT – 8

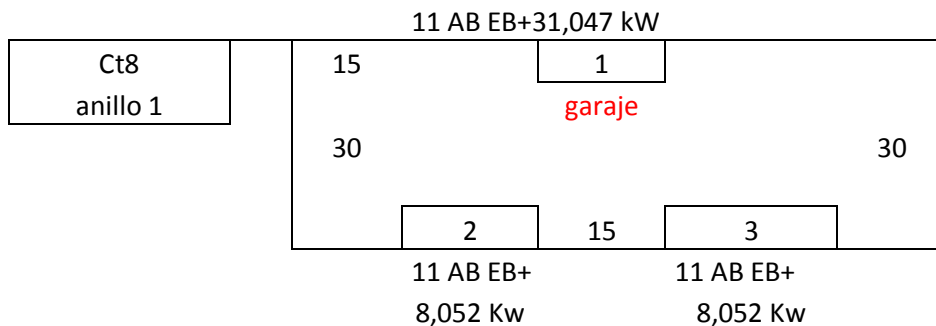
#### 2.1.1.9.1. Potencias conectadas en CT8 - Anillo 1

**CT8 - ANILLO1:** Formado por 3 cgp de edificios con 33 abonados de electrificación básica de la parcela 8, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje y la carga correspondiente del jardín adjunto. **(Ver plano 10)**

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.9.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P1= 10 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE+JARDÍN  
P1=(11X5,75)+8,052+18,355+4,64 = 94,297 A
- P3= 10 AB EB + SSGG  
P3=(11X5,75)+8,052 = 71,302 A
- P2= 10 AB EB + SSGG  
P2=(11X5,75)+8,052 = 71,302 A

$$\Sigma P = 236,901 \text{ kW}$$

$$\Sigma P \times L = (15 \times 94,297) + [(15+30) \times 71,302] + [(15+30+15) \times 71,302] = 7814,415 \text{ kW xm}$$

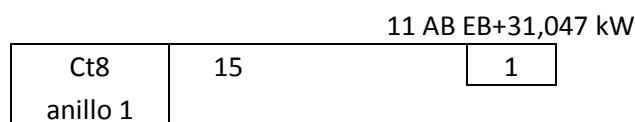
$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{7814,415}{236,901} = 37,57$$

P.m.t = **37,57 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP1** y **CGP3** a una distancia al origen de **37,57m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.9.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT8 – cgp1**



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp1 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_1 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 9,2 \right) + 31,047 = 83,947 \text{ kW}$$

$$I = \frac{83,947 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 134,63 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08

95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 134,63 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 15 m

#### 2.1.1.9.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 134,63 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de 4 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{134,63}{0,74} \right) = 181,93 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

251,6 (A) > 181,93 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.9.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT8 – cgp3

	30	2	15	3
Ct8		22 AB EB		11 AB EB
anillo 1		+16,104 Kw		+8,052 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp3 ( 11 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_7 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 22 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_6 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 15,8 \right) + 16,104 = 106,954 \text{ kW}$$

$$I = \frac{106,954 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 171,528 \text{ A}$$



De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 171,528 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 45 m

#### 2.1.1.9.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima

admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 171,528 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{\text{max}}}{Kt} \right) = \left( \frac{171,528}{0,74} \right) = 231,79 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0,74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\text{max}}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 231,79 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.9.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

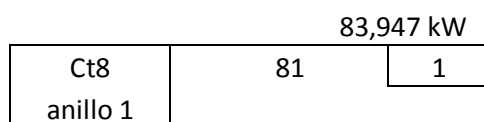
**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

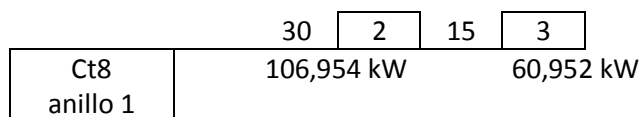
**LINEA 1: CT8 – CGP1**



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	83,947	0,015	0,1250568	<b>0,1250568</b>

**0,1250568 < 5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT8 – CGP3**



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	106,954	0,03	0,31866118	0,31866118
CGP2 – CGP3	60,952	0,015	0,09080089	<b>0,40946207</b>

**0,40946207 < 5 VALIDO.**

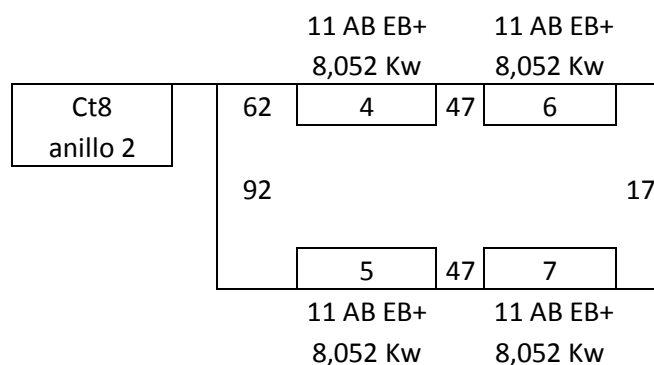
#### **2.1.1.9.2. Potencias conectadas en CT8 - Anillo 2**

**CT8 – ANILLO2:** Formado por 4 cgp de edificios con 44 abonados de electrificación básica de la parcela 8. (Ver plano 10)

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.9.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma ( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P4= 11 AB EB + SSGG  
P4=(11X5,75)+8,052=71,302 A
- P6= 11 AB EB + SSGG  
P6=(11X5,75)+8,052=71,302 A
- P9= 11 AB EB + SSGG  
P9=(11X5,75)+8,052=71,302 A
- P5= 11 AB EB + SSGG  
P5=(11X5,75)+8,052=71,302 A

$\Sigma P = 285,208 \text{ kw}$

$$\Sigma P \times L = (62 \times 71,302) + [(62+47) \times 71,302] + [(62+47+17) \times 71,302] + [(62+47+17+47) \times 71,302] = \mathbf{33511,94 \text{ kW} \times \text{m}}$$

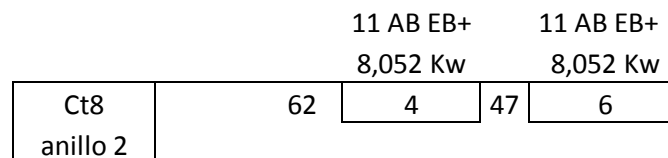
$$pmt = \frac{\Sigma(P \times L)_0}{\Sigma P} = \frac{33511,94}{285,208} = 117,5$$

$$p.m.t = \mathbf{117,5 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP6** y **CGP7** a una distancia al origen de **117,5 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.9.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT8 – cgp6



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP4** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp6 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_6 = \left( \frac{11 \times 5,75}{11} \times 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 22 AB EB ) [c.s.=15,8]

$$P_4 = \left( \frac{22 \times 5,75}{22} \times 15,8 \right) + 16,104 = 106,954 \text{ kW}$$

$$I = \frac{106,954 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 171,528 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 171,528 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 109 m

#### 2.1.1.9.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.



En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{max} = 171,528 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{171,528}{0.74} \right) = 231,79 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 231,79 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.9.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT8 – cgp7

		11 AB EB+ 8,052 Kw		11 AB EB+ 8,052 Kw
Ct8 anillo 2	92	5	47	7

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_7 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 22 AB EB ) [c.s.=15,8]

$$P_5 = \left( \frac{22 * 5,75}{22} * 15,8 \right) + 16,104 = 106,954 \text{ kW}$$

$$I = \frac{106,954 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 171,528 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 171,528 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 109 m

### 2.1.1.9.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 171,528 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{171,528}{0.74} \right) = 231,79 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 231,79 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.9.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT8 – CGP6**

	106,954 kW		60,952 kW	
Ct8 anillo 2	62	4	47	6

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	% $\Delta U$	% $\Delta U$ acumulado
CT – CGP4	101,076	0,051	0,51195183	0,51195183
CGP4 – CGP6	56,863	0,034	0,19200811	<b>0,70395993</b>

**0,70395993<5 válido**

## **LINEA 2: TRAMO CT8 – CGP7**

	92	5	47	7
Ct8 anillo 2	106,954 kW			60,952 kW

<b>TRAMO</b>	<b>POTENCIA (KW)</b>	<b>LONGITUD (m)</b>	<b>%ΔU</b>	<b>%ΔU acumulado</b>
CT – CGP5	101,076	0,069	0,69264071	0,69264071
CGP5 – CGP7	56,863	0,032	0,18071351	<b>0,87335422</b>

**0,87335422< 5 VALIDO.**

### **2.1.1.10. Diseño del centro de transformación CT – 9**

#### **2.1.1.10.1. Potencias conectadas en CT9 - Anillo 1**

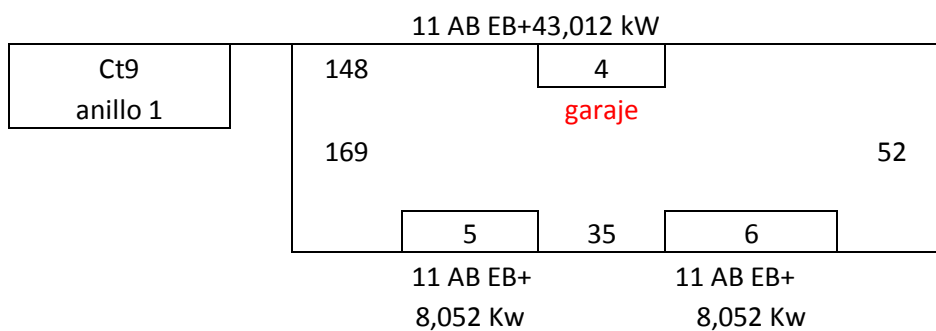
**CT9 - ANILLO1:** Formado por 3 cgp de edificios con 33 abonados de electrificación básica de la parcela 9, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje. **(Ver plano 11)**

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8

10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.10.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P4= 11 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE

$$P4=(11 \times 5,75)+8,052+34,96= 106,262 \text{ A}$$



- $P_3 = 11 \text{ AB EB} + \text{SSGG}$   
 $P_3 = (11 \times 5,75) + 8,052 = 71,302 \text{ A}$
- $P_2 = 11 \text{ AB EB} + \text{SSGG}$   
 $P_2 = (11 \times 5,75) + 8,052 = 71,302 \text{ A}$

$$\Sigma P = 248,866 \text{ kW}$$

$$\Sigma P \times L = (148 \times 106,262) + [(118+52) \times 71,302] + [(118+52+35) \times 71,302] = 46743,15 \text{ kW xm}$$

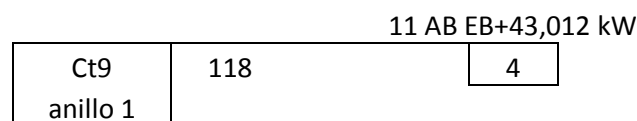
$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{46743,15}{248,866} = 187,8246$$

$$P.m.t = 187,82 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP4** y **CGP6** a una distancia al origen de **187,82m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.10.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT9 – cgp4



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP4** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp4 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_4 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 43,012 = 95,912 \text{ kW}$$

$$I = \frac{95,912 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 153,819 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 153,8189 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 15 m

### 2.1.1.10.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{max} = 153,8189 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de 5 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{153,819}{0.70} \right) = 219,74 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 219,74 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.10.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT9 – cgp3

	169	5	35	6
Ct9		22 AB EB		11 AB EB
anillo 1		+16,104 Kw		+8,052 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp6 ( 11 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_6 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 22 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_5 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 15,8 \right) + 16,104 = 106,954 \text{ kW}$$

$$I = \frac{106,954 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 171,528 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 171,528 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 174 m

### 2.1.1.10.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{max} = 171,528 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{171,528}{0.70} \right) = 245,04 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 245,04 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.10.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

ΔU = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Cosφ = 0,9.

R = resistencia eléctrica del conductor en Ω/km.

X = reactancia inductiva del conductor en Ω/km.

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
---------------------------------------	---------------	-----------

50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm2.

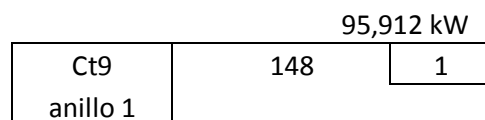
**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

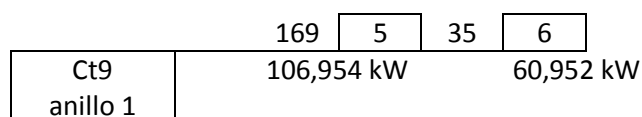
#### LINEA 1: CT9 – CGP1



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	95,912	0,148	1,40976115	<b>1,40976115</b>

**1,40976115 < 5 válido**

#### LINEA 2: TRAMO CT9 – CGP6





TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	106,954	0,169	1,79512466	1,79512466
CGP2 – CGP3	60,952	0,035	0,21186874	<b>2,0069934</b>

**2,0069934 < 5 VALIDO.**

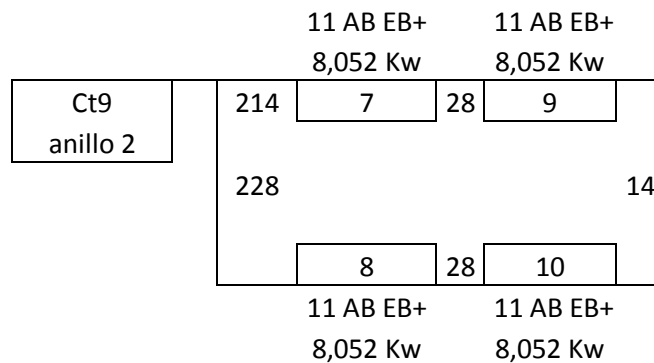
#### **2.1.1.10.2. Potencias conectadas en CT9 - Anillo 2**

**CT9 – ANILLO2:** Formado por 4 cgp de edificios con 44 abonados de electrificación básica de la parcela 9. (Ver plano 11)

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.10.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma ( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P7= 11 AB EB + SSGG  
P7=(11X5,75)+8,052=71,302 A
- P9= 11 AB EB + SSGG  
P9=(11X5,75)+8,052=71,302 A
- P10= 11 AB EB + SSGG  
P10=(11X5,75)+8,052=71,302 A
- P8= 11 AB EB + SSGG  
P8=(11X5,75)+8,052=71,302 A

$\Sigma P = 285,208 \text{ kw}$

$\Sigma P \times L = (214 \times 71,302) + [(184+28) \times 71,302] + [(184+28+14) \times 71,302] + [(184+28+14+28) \times 71,302] = 71016,79 \text{ kW x m}$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{71016,79}{285,208} = 249$$

p.m.t = **249 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP9** y **CGP10** a una distancia al origen de **249 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.10.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT9 – cgp9**

		11 AB EB+		11 AB EB+
		8,052 Kw		8,052 Kw
Ct9 anillo 2	214	7	28	9

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP7** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp9 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_9 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

- Cgp7 ( 22 AB EB ) [c.s.=15,8]

$$P_7 = \left( \frac{22 * 5,75}{22} * 15,8 \right) + 16,104 = 106,954 \text{ kW}$$

$$I = \frac{106,954 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 171,528 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 171,528 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 242 m

#### 2.1.1.10.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 171,528 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{171,528}{0.70} \right) = 245,04 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

251,6 (A) > 245,04 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.10.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT9 – cgp10

		11 AB EB+		11 AB EB+
		8,052 Kw		8,052 Kw
Ct9 anillo 2	198	8	28	10

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP8** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp10 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_{10} = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 22 AB EB ) [c.s.=15,8]

$$P_8 = \left( \frac{22 * 5,75}{22} * 15,8 \right) + 16,104 = 106,954 \text{ kW}$$

$$I = \frac{106,954 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 171,528 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 171,528 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 256 m

#### 2.1.1.10.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZI de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 171,528 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{171,528}{0.70} \right) = 245,04 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$



251,6 (A) > 245,04 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.10.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R+X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0,07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT9 – CGP9

	106,954 kW		60,952 kW	
Ct9 anillo 2	214	7	28	9

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP7	106,954	0,214	2,27311643	2,27311643
CGP7 – CGP9	60,952	0,028	0,16949499	<b>2,44261142</b>

**2,44261142 < 5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT9 – CGP10

	228	8	28	10	
Ct9 anillo 2	106,954 kW		60,952 kW		

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP8	106,954	0,228	2,42182498	2,42182498
CGP8 – CGP10	60,952	0,028	0,16949499	<b>2,59131997</b>

**2,59131997 < 5 VALIDO.**

#### 2.1.1.11. Diseño del centro de transformación CT – 10

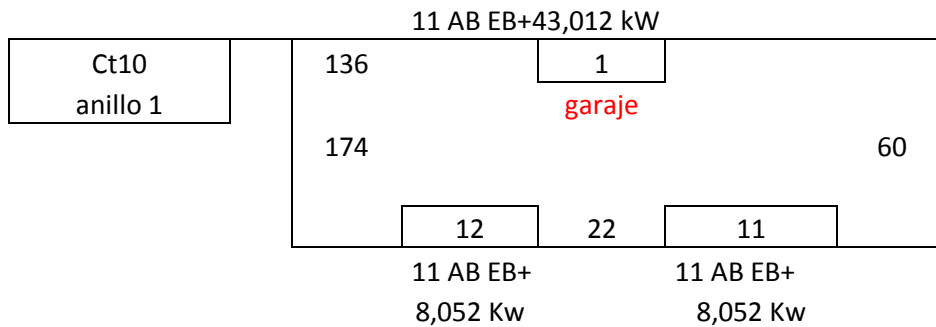
##### 2.1.1.11.1. Potencias conectadas en CT10 - Anillo 1

**CT10 - ANILLO1:** Formado por 3 cgp de edificios con 33 abonados de electrificación básica de la parcela 9, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje. (Ver plano 12)

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.11.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma ( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P4= 11 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE  
 $P4=(11 \times 5,75)+8,052+34,96= 106,262 \text{ A}$
- P3= 11 AB EB + SSGG  
 $P3=(11 \times 5,75)+8,052 = 71,302 \text{ A}$
- P2= 11 AB EB + SSGG  
 $P2=(11 \times 5,75)+8,052 = 71,302 \text{ A}$

$$\Sigma P = 248,866 \text{ kW}$$

$$\Sigma P \times L=(136 \times 106,262) +[(136+60) \times 71,302]+[(136+60+22) \times 71,302] = 43970,66 \text{ kWxm}$$

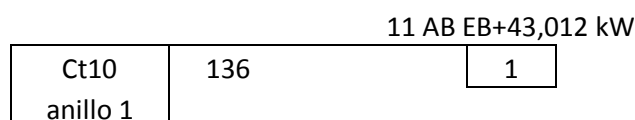
$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P} = \frac{43970,66}{248,866} = 176,68$$

P.m.t = **176,68 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP1** y **CGP11** a una distancia al origen de **176,68m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.11.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT10 – cgp1**



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp1 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_4 = \left( \frac{11 \times 5,75}{11} \times 9,2 \right) + 43,012 = 95,912 \text{ kW}$$

$$I = \frac{95,912 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 153,819 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076

150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 153,8189 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 136 m

#### 2.1.1.11.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 153,8189 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de 5 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{153,819}{0.70} \right) = 219,74 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

251,6 (A) > 219,74 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.11.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

**Línea 2: CT9 – cgp3**

	174	12	22	11
Ct10 anillo 1		22 AB EB		11 AB EB
		+16,104 Kw		+8,052 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP12** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp11 ( 11 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_6 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

- Cgp12 ( 22 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_5 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 15,8 \right) + 16,104 = 106,954 \text{ kW}$$

$$I = \frac{106,954 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 171,528 \text{ A}$$



De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 171,528 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 196 m

#### 2.1.1.11.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 171,528 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{171,528}{0.70} \right) = 245,04 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 245,04 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.11.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT10 – CGP1**

95,912 kW		
Ct10 anillo 1	136	1

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	95,912	0,136	1,29545619	<b>1,29545619</b>

**1,29545619<5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT10 – CGP6**

		174	12	22	11
Ct9 anillo 1	106,954 kW	60,952 kW			

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
-------	---------------	--------------	-----	---------------

CT – CGP2	106,954	0,174	1,84823485	1,84823485
CGP2 – CGP3	60,952	0,022	0,13317464	<b>1,98140949</b>

**1,98140949 < 5 VALIDO.**

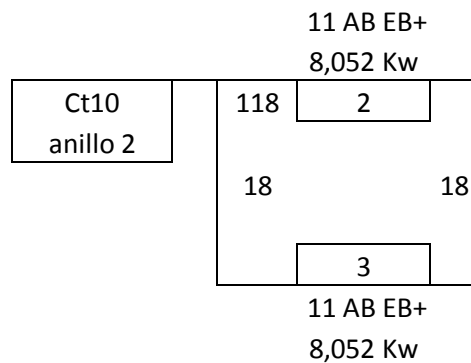
#### **2.1.1.11.2. Potencias conectadas en CT10 - Anillo 2**

**CT10 – ANILLO 2:** Formado por 2 cgp de edificios con 22 abonados de electrificación básica de la parcela 9. (Ver plano 12)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.11.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P2= 11 AB EB + SSGG  
 $P2=(11 \times 5,75)+8,052=71,302 \text{ A}$
- P9= 3 AB EB + SSGG  
 $P3=(11 \times 5,75)+8,052=71,302 \text{ A}$

$$\Sigma P = 142,604 \text{ kw}$$

$$\Sigma P \times L=(118 \times 71,302) + [(118+18) \times 71,302] = 18110,71 \text{ kW x m}$$

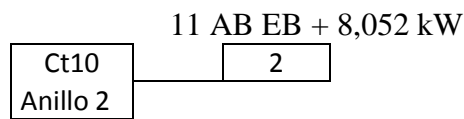
$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{18110,71}{142,604} = 127$$

p.m.t = **127 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP2** y **CGP3** a una distancia al origen de **127 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.11.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT10 – cgp2



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp2 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_9 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

$$I = \frac{60,952 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 97,7518 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076

150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 125 (A) > 97,7518 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m > 118 m

#### 2.1.1.11.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima



admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{max} = 97,7518 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{97,7518}{0.70} \right) = 139,64 \text{ (A)}$$

$$S = 150 \text{ mm}^2 \text{ admite } 260 \text{ (A)} \times Kt (0.70) = 182 \text{ (A)} = I_{adm}$$

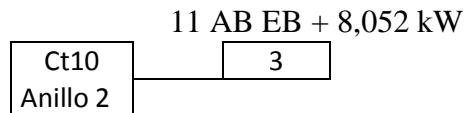
$I_{adm.} > I_{max}$

182 (A) > 139,64 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 125 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.11.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

**Línea 2: CT10 – cgp2**



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP3** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp3 ( 11 AB EB ) [c.s.=9,2]

$$P_3 = \left( \frac{11 * 5,75}{11} * 9,2 \right) + 8,052 = 60,952 \text{ kW}$$

$$I = \frac{60,952 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 97,7518 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 125 (A) > 97,7518 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m > 100 m

#### 2.1.1.11.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima

admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{max} = 97,7518 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{97,7518}{0.70} \right) = 139,64 \text{ (A)}$$

$$S = 150 \text{ mm}^2 \text{ admite } 260 \text{ (A)} \times Kt (0.70) = 182 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

182 (A) > 139,64 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 125 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.11.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 150 mm<sup>2</sup>.

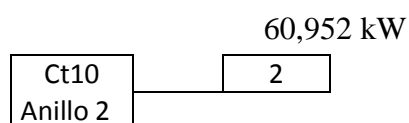
**R = 0.206  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.075  $\Omega/\text{km}$**

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg} \theta}{10 \times U^2} = \frac{0.206 + 0.075 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.1514$$

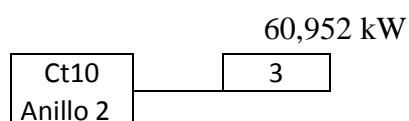
### LINEA 1: TRAMO CT10 – CGP2



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	60,952	0,051	0,47079828	<b>0,47079828</b>

**0,47079828 < 5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT10 – CGP3



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP3	60,952	0,032	0,29540284	<b>0,29540284</b>

**0,29540284 < 5 VALIDO.**

### **2.1.1.11.3. Potencias conectadas en CT10 - Anillo 3**

**CT10 – ANILLO 3:** Formado por 27 abonados de electrificación elevada correspondientes a la parcela 10. **(Ver plano 12)**

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5





$$P_{14} = 9,2 \text{ kW}$$

$$P_1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{248,4 \text{ kW}}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L = & (35 \times 18,4) + [(35+53) \times 18,4] + [(35+53+24) \times 18,4] + [(35+53+24+18) \times 18,4] \\ & + [(35+53+24+18+18) \times 18,4] + [(35+53+24+18+18+18) \times 18,4] + \\ & [(35+53+24+18+18+18+47) \times 18,4] + [(35+53+24+18+18+18+47+20) \times 18,4] + \\ & [(35+53+24+18+18+18+47+20+10) \times 18,4] + [(35+53+24+18+18+18+47+20+10+47) \times 18,4] \\ & + [(35+53+24+18+18+18+47+20+10+47+18) \times 18,4] \\ & + [(35+53+24+18+18+18+47+20+10+47+18+18) \times 18,4] \\ & + [(35+53+24+18+18+18+47+20+10+47+18+18+18) \times 18,4] \\ & + [(35+53+24+18+18+18+47+20+10+47+18+18+18+18) \times 18,4] = \mathbf{52927,6 \text{ kW} \times \text{m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times L)_0}{\Sigma P} = \frac{42964}{248,4} = 213,07$$

$$p.m.t = \mathbf{213,07 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP12** y **CGP13** a una distancia al origen de **213,07 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.11.3.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT10 – cgp12

Ct10 anillo 3	14 AB		12 AB		10 AB		8 AB		6 AB		4 AB		2 AB	
	EE		EE		EE		EE		EE		EE		EE	
	35	6	53	7	24	8	18	9	18	10	18	11	47	12

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP6** teniendo en

cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp12 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{12} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp11 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_{11} = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp10 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_{10} = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_9 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_8 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

- Cgp7 ( 12 AB EE ) [c.s.=9,9]

$$P_7 = 9,9 \times 9,2 = 91,08 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 14 AB EE ) [c.s.=11,3]

$$P_7 = 11,3 \times 9,2 = 103,96 \text{ kW}$$

$$I = \frac{103,96 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 166,726 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076

150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 166,726 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 213 m

#### 2.1.1.11.3.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 166,726 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{166,726}{0.70} \right) = 238,18 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

251,6 (A) > 238,18 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.11.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT10 – cgp13

Ct10 anillo 3	13 AB		11 AB		9 AB		7 AB		5 AB		3 AB		2 AB	
	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE	
	30	5	18	4	18	3	18	2	18	1	47	14	10	13

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp13 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{13} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp14 ( 3 AB EE ) [c.s.=3]

$$P_{14} = 3 \times 9,2 = 27,6 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 5 AB EE ) [c.s.=4,6]

$$P_1 = 4,6 \times 9,2 = 42,32 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2]

$$P_2 = 6,2 \times 9,2 = 57,04 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 9 AB EE ) [c.s.=7,8]

$$P_3 = 7,8 \times 9,2 = 71,76 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 11 AB EE ) [c.s.=9,2]

$$P_4 = 9,2 \times 9,2 = 84,64 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 13 AB EE ) [c.s.=10,6]

$$P_5 = 10,6 \times 9,2 = 97,52 \text{ kW}$$

$$I = \frac{97,52 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 156,39 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195

	Longitudes en metros
--	----------------------

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 200 (A) > 156,39 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 159 m

#### 2.1.1.11.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 156,397 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.70 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{156,397}{0.7} \right) = 227,71 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.7) = 238 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$238 \text{ (A)} > 227,71 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.11.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.



$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\varphi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT10 – CGP13**

Ct10 anillo 3	35	103,96kW	53	91,08kW	24	78,2kW	18	64,4kW	18	49,68kW	18	34,96kW	47	18,4kW
		6		7		8		9		10		11		12

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP6	103,96	0,035	0,36136426	0,36136426
CG6– CGP7	91,08	0,053	0,47941296	0,84077721
CGP7 –CGP8	78,2	0,024	0,18639269	1,0271699
CGP8 –CGP9	64,4	0,018	0,1151249	1,1422948
CGP9 –CGP10	49,68	0,018	0,08881063	1,23110543
CGP11 –CGP12	34,96	0,018	0,06249637	1,2936018
CGP12 –CGP13	18,4	0,047	0,08588683	<b>1,37948863</b>

**1,37948863 < 5 válido**

## LINEA 2: TRAMO CT10 – CGP13

Ct10 anillo 3	30	97,52kW	18	84,64kW	18	71,76kW	18	57,04kW	18	42,32kW	47	27,6kW	10	18,4kW	13
		5		4		3		2		1		14			

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP5	97,52	0,03	0,29055331	0,29055331
CG5– CGP4	84,64	0,018	0,15130701	0,44186031
CGP4 –CGP3	71,76	0,018	0,12828203	0,57014234
CGP3 –CGP2	57,04	0,018	0,10196776	0,6721101
CGP2 –CGP1	42,32	0,018	0,0756535	0,74776361
CGP1 –CGP14	27,6	0,047	0,12883024	0,87659385
CGP14–CGP13	18,4	0,01	0,01827379	<b>0,89486764</b>

**0,89486764 < 5 VALIDO.**

## 2.1.1.12. Diseño del centro de transformación CT – 11

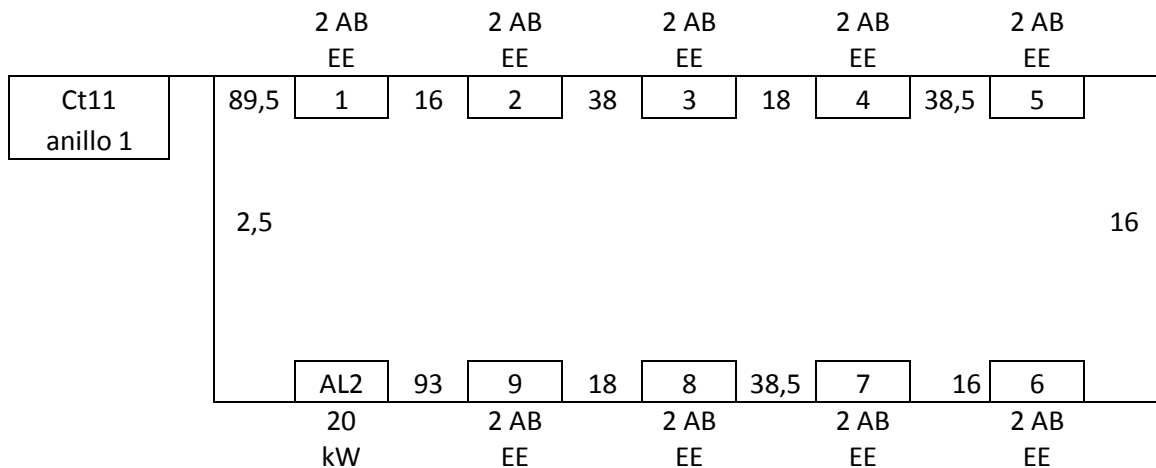
### 2.1.1.12.1. Potencias conectadas en CT11 - Anillo 1

**CT11 – ANILLO 1:** Formado por 18 abonados de electrificación elevada correspondientes a la parcela 12 y una cgp destinada a alimentar el centro de mando de alumbrado 2. (**Ver plano 13**)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.12.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$PAL2 = 20 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{185,6 \text{ kW}}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L = & (89,5 \times 18,4) + [(89,5+16) \times 18,4] + [(89,5+16+38) \times 18,4] + \\ & [(89,5+16+38+18) \times 18,4] + [(89,5+16+38+18+38,5) \times 18,4] + \\ & [(89,5+16+38+18+38,5+16) \times 18,4] + [(89,5+16+38+18+38,5+16+16) \times 18,4] + \\ & [(89,5+16+38+18+38,5+16+16+38,5) \times 18,4] + \\ & [(89,5+16+38+18+38,5+16+16+38,5+18) \times 18,4] + \\ & + [(89,5+16+38+18+38,5+16+16+38,5+18+93) \times 20] = \mathbf{42964 \text{ kW} \times \text{m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{110550,8}{185,6} = 212,14$$

$$p.m.t = \mathbf{212,14 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP5** y **CGP6** a una distancia al origen de **212,14 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.12.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT11 – cgp5

Ct11	10 AB		8 AB		6 AB		4 AB		2 AB	
anillo 1	EE		EE		EE		EE		EE	
	89,5	1	16	2	38	3	18	4	38,5	5

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp5 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_4 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_3 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_2 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_1 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{78,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 125,41 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195

	Longitudes en metros
--	----------------------

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 160 (A) > 125,41 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 200 m

#### 2.1.1.12.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 125,41 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.7 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{125,41}{0.7} \right) = 179,15 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.7) = 238 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$238 \text{ (A)} > 179,15 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar



#### 2.1.1.12.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT11 – cgp6

Ct11	2,5	AL2	93	9	18	8	38,5	7	16	6
		8 AB								
		EE+		8 AB		6 AB		4 AB		2 AB
anillo 1		20kW		EE		EE		EE		EE

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP-AL2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp6 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp7 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_7 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_8 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_9 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- CgpAL2 ( 8 AB EE +20kW) [c.s.=8,5]

$$P_5 = (7 \times 9,2) + 20 = 98,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{98,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 135,357 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 160 (A) > 135,357 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m > 168 m

#### 2.1.1.12.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{max} = 135,357 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.7 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{135,357}{0.7} \right) = 193,36 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.7) = 238 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

238 (A) > 193,36 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.12.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

$$X = 0.07 \, \Omega/\text{km}$$

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT11 – CGP11

Ct11 anillo 1	78,2 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	
	89,5	1	16	2	38	3	18	4	38,5	5

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	78,2	0,0895	1,06000159	1,06000159
CGP1 – CGP2	64,4	0,016	0,15605676	1,21605835
CGP2 – CGP3	49,68	0,038	0,28591827	1,50197662
CGP3 – CGP4	34,96	0,018	0,09530609	1,59728272
CGP4 – CGP5	18,4	0,0385	0,10728902	<b>1,70457174</b>

**1,70457174 < 5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT11 – CGP6

Ct11 anillo 1	2,5	AL2	93	9	18	8	38,5	7	16	6
	84,4 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGPAL2	84,4	0,0025	0,0319565	0,0319565
CGPAL2 – CGP9	64,4	0,093	0,9070799	0,9390364
CGP9 – CGP8	49,68	0,018	0,13543497	1,07447137
CGP8 – CGP7	34,96	0,0385	0,20384914	1,27832051
CGP7 – CGP6	18,4	0,016	0,04458765	<b>1,32290816</b>

**1,32290816 < 5 VALIDO.**

#### **2.1.1.12.2 Potencias conectadas en CT11 - Anillo 2**

**CT11 – ANILLO2:** Formado por 24 abonados de electrificación elevada de parcelas 11 y 13. (Ver plano 13)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5

Ct11 anillo 2												
	173,5	2 AB EE 11	20	2 AB EE 10	20	2 AB EE 9	20	2 AB EE 8	49	2 AB EE 6	21	2 AB EE 7
	179,5											
		2	16	3	16	4	16	5	16	6	16	7
		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE
												16

### 2.1.1.12.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P_{11} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{10} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P_6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$\Sigma P = 220,8 \text{ kw}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L = & (173,5 \times 18,4) + [(173,5+20) \times 18,4] + [(173,5+20+20) \times 18,4] + \\ & [(173,5+20+20+20) \times 18,4] + [(173,5+20+20+20+49) \times 18,4] + \\ & [(173,5+20+20+20+49+21) \times 18,4] + [(173,5+20+20+20+49+21+16) \times 18,4] + \\ & [(173,5+20+20+20+49+21+16+16) \times 18,4] + [(173,5+20+20+20+49+21+16+16+16) \times 18,4] \\ & + [(173,5+20+20+20+49+21+16+16+16+16) \times 18,4] + \\ & [(173,5+20+20+20+49+21+16+16+16+16+16) \times 18,4] = 69202,4 \text{ kW x m} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{74718,05}{220,8} = 313,41 \text{ m}$$

$$p.m.t = 313,41 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP7** y **CGP7** a una distancia al origen de **313,41 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.12.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT11– cgp7

		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE
Ct11 anillo 2	173,5	11	20	10	20	9	20	8	49	6	21	7

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP11** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.



$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_6 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_8 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_9 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp10 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_{10} = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

- Cgp11 ( 12 AB EE ) [c.s.=9,9]

$$P_{11} = 9,9 \times 9,2 = 91,08 \text{ kW}$$

$$I = \frac{91,08 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 146,07 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			

XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 146,07 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 303,5 m

#### 2.1.1.12.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 146,07 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.7 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{146,07}{0,74} \right) = 208,67 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.7) = 238 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$238 \text{ (A)} > 208,67 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

#### 2.1.1.12.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT11 – cgp7

		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE	
Ct11 anillo 2	179,5	2	16	3	16	4	16	5	16	6	16	7	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_6 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_5 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_4 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_3 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 12 AB EE ) [c.s.=9,9]

$$P_2 = 9,9 \times 9,2 = 91,08 \text{ kW}$$

$$I = \frac{91,08 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 146,07 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores.

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 146,07 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 259,5 m

#### 2.1.1.12.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 146,07 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.7 Agrupación de cinco mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{146,07}{0.7} \right) = 208,67 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.7) = 238 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

$238(A) > 208,67 (A)$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.12.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT11 – CGP7

		91,08 kW		78,2 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW
Ct11 anillo 2	173,5	11	20	10	20	9	20	8	49	6	21	7

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP11	91,08	0,1735	1,56939902	1,56939902
CGP11–CGP10	78,2	0,02	0,15532724	1,72472626
CGP10– CGP9	64,4	0,02	0,12791655	1,85264281
CGP9 –CGP8	49,68	0,02	0,09867848	1,95132129
CGP8 –CGP6	34,96	0,049	0,17012901	2,12145031
CGP6 –CGP7	18,4	0,021	0,03837497	<b>2,15982527</b>

**2,15982527 < 5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT11 – CGP7

		91,08 kW		78,2 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW
Ct11 anillo 2	179,5	2	16	3	16	4	16	5	16	6	16	7

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	91,08	0,1795	1,62367219	1,62367219
CGP2–CGP3	78,2	0,016	0,12426179	1,74793398
CGP3–CGP4	64,4	0,016	0,10233324	1,85026722
CGP4–CGP5	49,68	0,016	0,07894279	1,92921
CGP5–CGP6	34,96	0,016	0,05555233	1,98476233
CGP6–CGP7	18,4	0,016	0,02923807	<b>2,0140004</b>



**2,0140004 <5 VALIDO.**

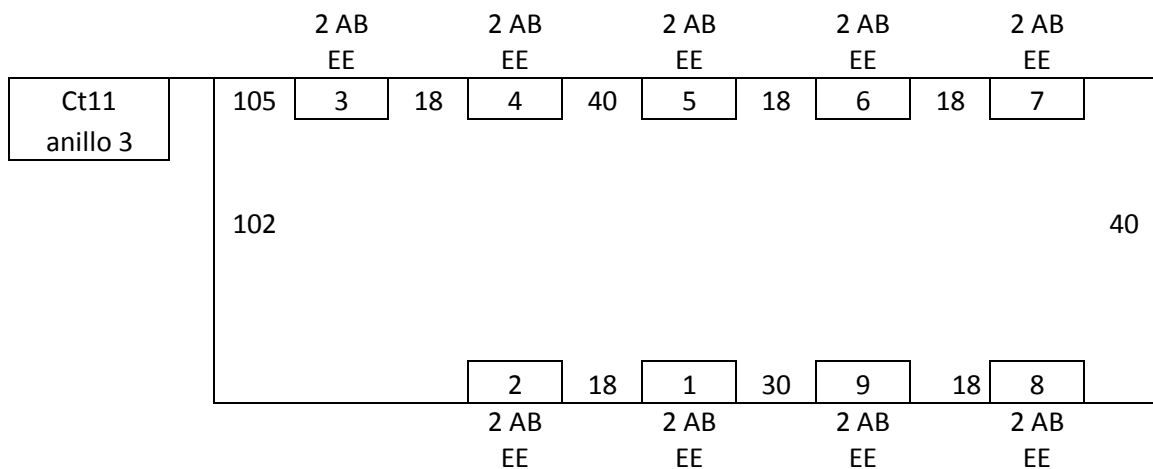
### **2.1.1.12.3. Potencias conectadas en CT11 - Anillo 3**

**CT11 – ANILLO 3:** Formado por 18 abonados de electrificación de parcela 14. (Ver plano 13)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.12.3.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{165,6 \text{ kW}}$$

$$\Sigma P \times L = (105 \times 18,4) + [(105+18) \times 18,4] + [(105+18+40) \times 18,4] + [(105+18+40+18) \times 18,4] + [(105+18+40+18+18) \times 18,4] + [(105+18+40+18+18+40) \times 18,4] + [(105+18+40+18+18+40+18) \times 18,4] + [(105+18+40+18+18+40+18+30) \times 18,4] + [(105+18+40+18+18+40+18+30+18) \times 18,4] = \mathbf{34205,6 \text{ kW x m}}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{34205,6}{165,6} = 206,55$$

$$p.m.t = \mathbf{206,55 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP7** y **CGP8** a una distancia al origen de **206,55 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.12.3.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT11 – cgp7

Ct11 anillo 3	10 AB EE		8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE	
	105	3	18	4	40	5	18	6	18	7

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP3** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_6 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_5 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_4 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_3 = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

$$I = \frac{78,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 125,41 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	

XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 160 (A) > 125,41 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 285 m > 199 m

### 2.1.1.2.3.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 125,41 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{125,41}{0,74} \right) = 169,49 \text{ (A)}$$

$$S = 150 \text{ mm}^2 \text{ admite } 260 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 192,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

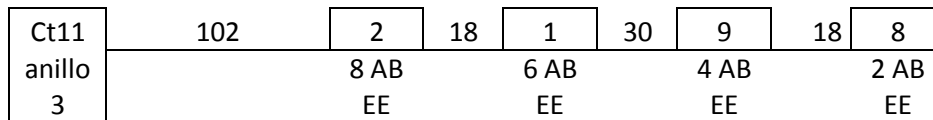
$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$192,4 \text{ (A)} > 169,49 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

#### 2.1.1.12.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT11 – cgp8



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **Cgp2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp8 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_9 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_1 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_2 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

$$I = \frac{64,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 103,282 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 160 (A) > 103,282 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 285 m > 168 m

#### 2.1.1.12.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.



**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 103,4133 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{103,4133}{0.7} \right) = 139,74 \text{ (A)}$$

$S = 150 \text{ mm}^2$  admite  $260 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 192,4 \text{ (A)} = I_{adm}$   
 $I_{adm.} > I_{max}$

$192,4 \text{ (A)} > 139,74 \text{ (A)}$

Nuestro Fusible seleccionado es de 160 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.12.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 150 mm<sup>2</sup>.

$$R = 0.206 \, \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.075 \, \Omega/\text{km}$$

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.206 + 0.075 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0,151453$$

#### LINEA 1: CT11 – CGP7

Ct11 anillo 3	78,2 kW		64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	
	105	3	18	4	40	5	18	6	18	7

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP3	78,2	0,1735	2,05486342	2,05486342
CGP3 – CGP4	64,4	0,02	0,19507095	2,24993437
CGP4 – CGP5	49,68	0,02	0,1504833	2,40041767
CGP5 – CGP6	34,96	0,02	0,10589566	2,50631333
CGP6 – CGP7	18,4	0,049	0,13654966	<b>2,64286299</b>

**2,64286299 < 5 válido**

#### LINEA 2: TRAMO CT11 – CGP6

Ct11 anillo 3	64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW	
	102	2	18	1	30	9	18	8
	84,4 kW	64,4 kW		49,68 kW		34,96 kW		18,4 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	64,4	0,1795	1,75076175	1,75076175
CGP2 – CGP1	49,68	0,016	0,12038664	1,87114839
CGP1 – CGP9	34,96	0,016	0,08471653	1,95586492
CGP9 – CGP8	18,4	0,016	0,04458765	<b>2,00045256</b>

**2,00045256 < 5 VALIDO.**

### **2.1.1.13. Diseño del centro de transformación CT – 12**

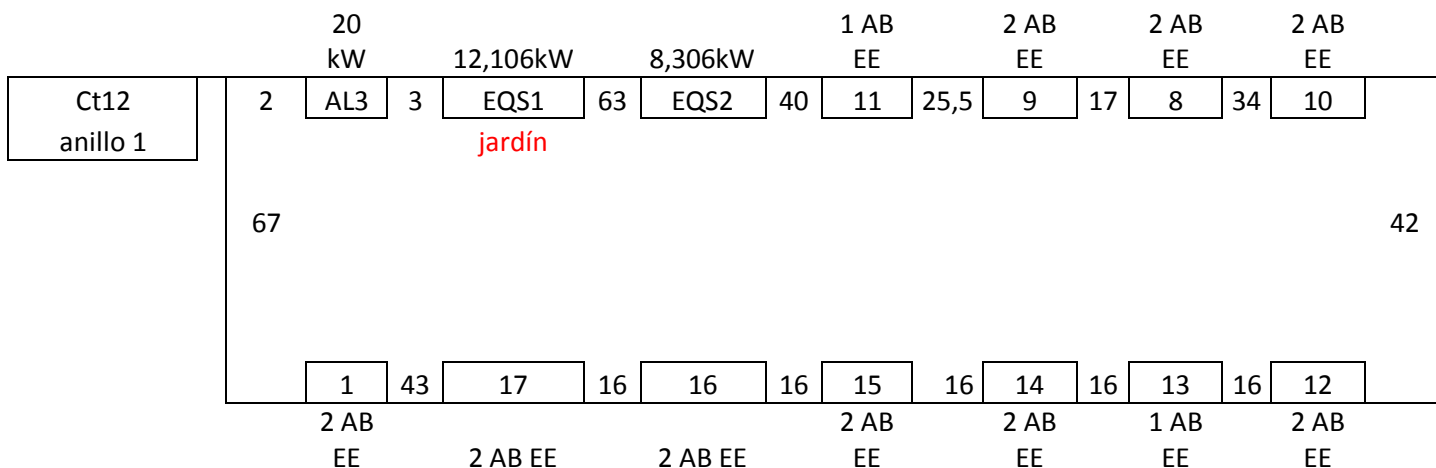
#### **2.1.1.13.1. Potencias conectadas en CT12 - Anillo 1**

**CT12 – ANILLO1:** Formado por 21 abonados de electrificación elevada de la parcela 13, un centro de mando para el alumbrado, equipamiento social y jardín adjunto. **(Ver plano 14)**

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.13.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

PAL3 = 20 Kw

PEQS1 = EQS/2 + JARDÍN

PEQS1= 8,306 + 3,8= 12,106 Kw

PEQS2 = EQS/2

PEQS2= 8,306 kW

P11 = 9,2 Kw

P9 = 2 x 9,2 = 18,4 kW

P8 = 2 x 9,2 = 18,4 kW

$$P_{10} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P_{12} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{13} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{14} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{15} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{16} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_{17} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P_1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 233,612 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L = & (2 \times 20) + [(2+3) \times 12,106] + [(2+3+63) \times 8,306] + [(2+3+63+40) \times 9,2] + \\ & [(2+3+63+40+25,5) \times 18,4] + [(2+3+63+40+25,5+17) \times 18,4] + \\ & [(2+3+63+40+25,5+17+34) \times 18,4] + [(2+3+63+40+25,5+17+34+42) \times 18,4] + \\ & [(2+3+63+40+25,5+17+34+42+16) \times 18,4] + [(2+3+63+40+25,5+17+34+42+16+16) \times \\ & 18,4] + [(2+3+63+40+25,5+17+34+42+16+16+16) \times 18,4] + \\ & [(2+3+63+40+25,5+17+34+42+16+16+16+16) \times 18,4] + \\ & [(2+3+63+40+25,5+17+34+42+16+16+16+16+16) \times 18,4] + \\ & [(2+3+63+40+25,5+17+34+42+16+16+16+16+16+43) \times 18,4] = 46131,74 \text{ kW x m} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{46131,74}{233,612} = 197,47$$

$$p.m.t = 197,47 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP10** y **CGP12** a una distancia al origen de **197,47 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.13.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT12 – cgp10

Ct12 anillo 1	7 AB EE + 20kW		7 AB EE + 12,106Kw		7 AB EE +8,306kW		7 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE	
	2	AL3	3	EQS1	63	EQS2	40	11	25,5	9	17	8	34	10

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP-AL3** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp10 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{10} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp8 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_8 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_9 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp11 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2]

$$P_{11} = 6,2 \times 9,2 = 57,04 \text{ kW}$$

- CgpEQS2 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2] + 8,036 kW

$$P_{EQS2} = (6,2 \times 9,2) + 8,306 = 65,346 \text{ kW}$$

- CgpEQS1 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2] + 8,036 Kw +12,106 kW

$$P_{EQS1} = (6,2 \times 9,2) + 8,306 + 12,106 = 77,452 \text{ kW}$$

- CgpAL3 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2] + 8,036 Kw +12,106 kW +20 kW

$$P_{AL3} = (6,2 \times 9,2) + 8,306 + 12,106 + 20 = 97,452 \text{ kW}$$

$$I = \frac{97,452 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 156,289 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 200 (A) > 156,289 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 215 m > 184,5 m

#### 2.1.1.13.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.



**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$I_{max} = 156,289 \text{ (A)}$

f.d.c (Kt) = 0.88 Agrupación de dos mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{\text{max}}}{Kt} \right) = \left( \frac{156,289}{0.88} \right) = 177,6 \text{ (A)}$$

$$S = 150 \text{ mm}^2 \text{ admite } 260 \text{ (A)} \times Kt (0.88) = 228,8 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\text{max}}$$

$$228,8 \text{ (A)} > 177,6 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.13.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT10 – cgp13

Ct12 anillo 1	14 AB EE	12 AB EE	10 AB EE	8 AB EE	6 AB EE	4 AB EE	2 AB EE
67	1	17	16	15	14	13	12

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp12 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_{12} = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp13 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_{13} = 3,8 \times 9,2 = 34,966 \text{ kW}$$

- Cgp14 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_{14} = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp15 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_{15} = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

- Cgp16 ( 10 AB EE ) [c.s.=8,5]

$$P_{16} = 8,5 \times 9,2 = 78,2 \text{ kW}$$

- Cgp17 ( 12 AB EE ) [c.s.=9,9]

$$P_{17} = 9,9 \times 9,2 = 91,08 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 14 AB EE ) [c.s.=11,3]

$$P_{14} = 11,3 \times 9,2 = 103,96 \text{ kW}$$

$$I = \frac{103,92 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 166,726 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 200 (A) > 166,726 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 215 m > 190 m

#### 2.1.1.13.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 166,726 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.88 Agrupación de dos mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{166,726}{0,88} \right) = 189,46 \text{ (A)}$$

$$S = 150 \text{ mm}^2 \text{ admite } 260 \text{ (A)} \times Kt (0.88) = 228,8 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$228,8 \text{ (A)} > 189,46 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.13.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 150 mm<sup>2</sup>.

$$R = 0.206 \, \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.075 \, \Omega/\text{km}$$

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.206 + 0.075 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.151453$$

#### LINEA 1: CT12 – CGP10

Ct12 anillo 1	2	97,452kW	3	77,452kW	63	65,076kW	40	57,04kW	25,5	49,68kW	17	34,96kW	34	18,4kW
		AL3		EQS1		EQS2		11		9		8		10

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGPaL3	97,452	0,002	0,02951872	0,02951872
CGPeQS1 – CGPeQS2	77,452	0,003	0,03519092	0,06470964
CGPeQS2 – CGP11	65,076	0,063	0,62092355	0,68563318
CGP11 –CGP9	57,04	0,04	0,34555425	1,03118743
CGP9 –CGP8	49,68	0,0255	0,19186621	1,22305364
CGP8 –CGP10	34,96	0,017	0,09001131	<b>1,31306495</b>

**1,31306495 < 5 válido**

#### LINEA 2: TRAMO CT12 – CGP12

Ct12 anillo 1	67	103,96kW	43	91,08kW	16	78,2kW	16	64,4kW	16	49,68kW	16	34,96kW	16	18,4kW
		1		17		16		15		14		13		12

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	103,96	0,067	1,05491581	1,05491581
CGP1– CGP17	91,08	0,043	0,59315502	1,64807083
CGP17–CGP16	78,2	0,016	0,18949749	1,83756832
CGP16–CGP15	64,4	0,016	0,15605676	1,99362508
CGP15–CGP14	49,68	0,016	0,12038664	2,11401172
CGP14–CGP13	34,96	0,016	0,08471653	2,19872825
CGP13–CGP12	18,4	0,016	0,04458765	<b>2,24331589</b>

**2,24331589 < 5 VALIDO.**

#### **2.1.1.13.2 Potencias conectadas en CT12 - Anillo 2**

**CT12 – ANILLO2:** Formado por 37 abonados de electrificación elevada de parcelas 17 y 18. (Ver plano 14)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2



12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5

			2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE		2 AB EE	
Ct12 anillo 2	13	3	20	4	20	5	40	6	20	7	40	8	20	9	20	
														10	2 AB EE	
	24,5													20		
2 AB EE	2													11	2 AB EE	
	20													20		
2 AB EE	1													12	2 AB EE	
	43													45		
2 AB EE	5													6	2 AB EE	
	34													12		
2 AB EE	4													7	2 AB EE	
	20			3	20			2	38			1			12	
				2 AB EE				2 AB EE				1 AB EE				

### 2.1.1.13.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P10 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P11 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P12 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$\Sigma P = 340,4 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L = & (13 \times 18,4) + [(13+20) \times 18,4] + [(13+20+20) \times 18,4] + [(13+20+20+40) \times 18,4] \\ & + [(13+20+20+40+20) \times 18,4] + [(13+20+20+40+20+40) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20) \times 18,4] + [(13+20+20+40+20+40+20+20) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20) \times 18,4] + [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20) \times 18,4] \\ & + [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20+12) \times 9,2] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20+12+38) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20+12+38+20) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20+12+38+20+20) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20+12+38+20+20+34) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20+12+38+20+20+34+43) \times 18,4] + \\ & [(13+20+20+40+20+40+20+20+20+20+45+20+12+38+20+20+34+43+20) \times 18,4] = \\ & \mathbf{81640,8 \text{ kW} \times \text{m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{81640,8}{340,4} = 239,83 \text{ m}$$

$$p.m.t = 239,8 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP12** y **CGP6** a una distancia al origen de **239,8 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.13.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT12– cgp12**



$$P_5 = 12,5 \times 9,2 = 115 \text{ Kw}$$

- Cgp4 ( 18 AB EE ) [c.s.=13,7]

$$P_4 = 13,7 \times 9,2 = 126,04 \text{ kW}$$

- Cgp3 (20 AB EE ) [c.s.=14,8]

$$P_3 = 14,8 \times 9,2 = 136,12 \text{ kW}$$

$$I = \frac{136,12 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 128,367 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 250 (A) > 218,367 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m > 233 m

### 2.1.1.13.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 218,367 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.88 Agrupación de dos mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{218,367}{0.88} \right) = 248,14 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.88) = 299 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm}} > I_{\max}$$

$$299 \text{ (A)} > 248,14 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 250 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.13.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

**Línea 2: CT12 – cgp6**

Ct12 anillo 2	24,50	2	20	1	43	5	35	4	20	3	20	2	
		17 AB EE		15 AB EE		13 AB EE		11 AB EE		9 AB EE		7 AB EE	
													38
								6	12	7	12	1	
								2 AB EE		4 AB EE		5 AB EE	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp6 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp7 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_7 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 5 AB EE ) [c.s.=4,6]

$$P_1 = 4,6 \times 9,2 = 42,32 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2]

$$P_2 = 6,2 \times 9,2 = 57,04 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 9 AB EE ) [c.s.=7,8]

$$P_3 = 7,8 \times 9,2 = 71,76 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 11 AB EE ) [c.s.=9,2]

$$P_4 = 9,2 \times 9,2 = 84,64 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 13 AB EE ) [c.s.=10,6]

$$P_5 = 10,6 \times 9,2 = 97,52 \text{ kW}$$



- Cgp1 ( 15 AB EE ) [c.s.=11,9]

$$P_1 = 11,9 \times 9,2 = 109,48 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 17 AB EE ) [c.s.=13,1]

$$P_1 = 13,1 \times 9,2 = 120,52 \text{ kW}$$

$$I = \frac{120,52 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 193,284 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores.

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 250 (A) > 193,284 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m > 223,5 m

#### 2.1.1.13.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 193,284 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.88 Agrupación de dos mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{193,284}{0.88} \right) = 219,64 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.88) = 299,2 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$299,2 \text{ (A)} > 219,64 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 250 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

### 2.1.1.13.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

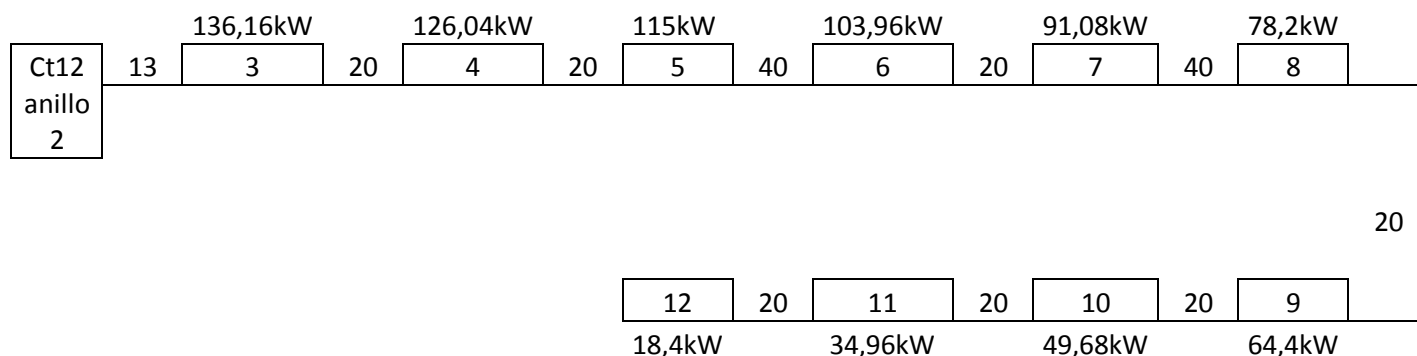
**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

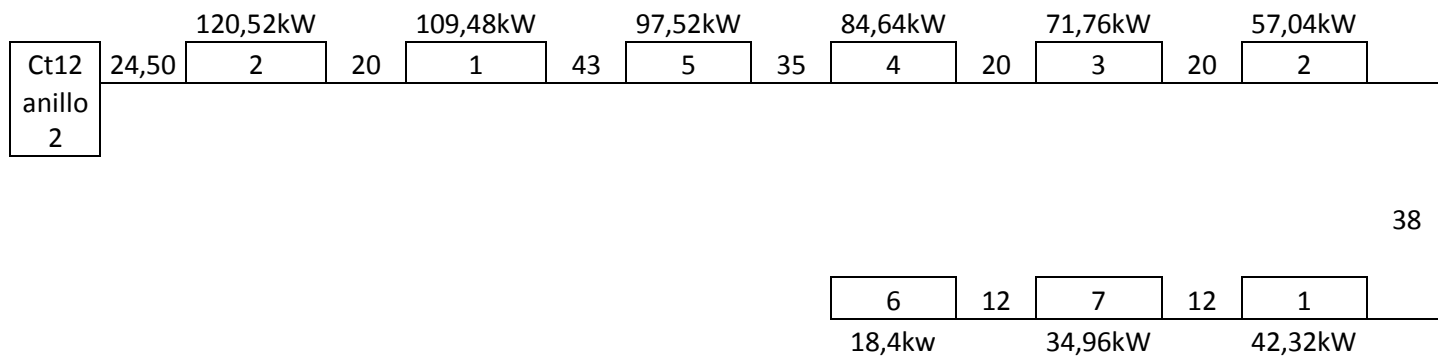
## LINEA 1: CT12 – CGP12



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP3	136,16	0,013	0,17579389	0,17579389
CGP3–CGP4	126,04	0,02	0,25035096	0,42614485
CGP4– CGP5	115	0,02	0,22842241	0,65456726
CGP5 –CGP6	103,96	0,04	0,41298772	1,06755498
CGP6 –CGP7	91,08	0,02	0,18091055	1,24846553
CGP7 –CGP8	78,2	0,04	0,31065448	1,55912001
CGP8 –CGP9	64,4	0,02	0,12791655	1,68703656
CGP9 –CGP10	49,68	0,02	0,09867848	1,78571504
CGP10 –CGP11	34,96	0,02	0,06944041	1,85515546
CGP11 –CGP12	18,4	0,02	0,03654759	<b>1,89170304</b>

**1,89170304 < 5 válido**

## LINEA 2: TRAMO CT12 – CGP6



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	120,52	0,0245	0,29324869	0,29324869
CGP2–CGP1	109,48	0,02	0,21745814	0,51070683
CGP1–CGP5	97,52	0,043	0,41645974	0,92716657
CGP5–CGP4	84,64	0,034	0,28580212	1,21296869
CGP4–CGP3	71,76	0,02	0,14253558	1,35550427
CGP3–CGP2	57,04	0,02	0,11329752	1,46880179
CGP2–CGP1	42,32	0,038	0,15971295	1,62851474
CGP1–CGP7	34,96	0,012	0,04166425	1,67017899
CGP7–CGP6	18,40	0,02	0,03654759	<b>1,70672657</b>

**1,70672657 <5 VALIDO.**

## 2.1.1.14. Diseño del centro de transformación CT – 13

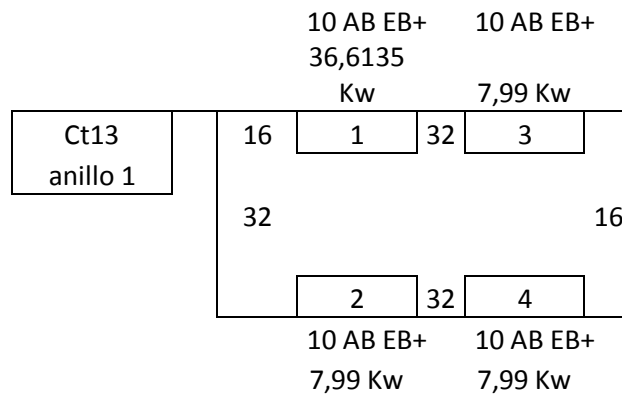
### 2.1.1.14.1. Potencias conectadas en CT13 - Anillo 1

**CT13 – ANILLO 1:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de la parcela 19. (**Ver plano 15**)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



#### 2.1.1.14.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma ( )$

$$pmt = \frac{\Sigma (P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P1= 10 AB EB + SSGG  
 $P1 = (10 \times 5,75) + 7,99 + 28,6235 = 94,11 \text{ A}$
- P3= 10 AB EB + SSGG  
 $P3 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$
- P4= 10 AB EB + SSGG  
 $P4 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$
- P2= 10 AB EB + SSGG  
 $P2 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$

$\Sigma P = 290,58 \text{ kw}$



$$\Sigma P \times L = (16 \times 94,11) + [(16+32) \times 65,49] + [(16+32+16) \times 65,49] + [(16+32+16+32) \times 65,49] = \mathbf{31828,14 \text{ kW} \times \text{m}}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times L)_0}{\Sigma P} = \frac{15127,68}{290,58} = 52,06$$

$$p.m.t = \mathbf{52,06 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP3** y **CGP4** a una distancia al origen de **52,06 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.14.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT13 – cgp3

		10 AB EB+ 36,6135 Kw		10 AB EB+ 7,99 Kw
Ct13 anillo 1	16	1	32	3

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp3 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_3 = \left( \frac{10 \times 5,75}{10} \times 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_1 = \left( \frac{20 \times 5,75}{20} \times 14,8 \right) + 15,98 + 28,6235 = 129,699 \text{ kW}$$

$$I = \frac{129,699 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 208,01 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 250 (A) > 208,01 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 48 m

#### 2.1.1.14.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 208,01 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{\text{max}}}{K_t} \right) = \left( \frac{208.01}{0.81} \right) = 256,8 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.81) = 275 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm}} > I_{\text{max}}$$

$$275 \text{ (A)} > 256,8 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 250 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.14.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT13 – cgp4

	32	2	16	4
Ct13 anillo 1	10 AB EB+	10 AB EB+	10 AB EB+	10 AB EB+
	7,99 Kw	7,99 Kw	7,99 Kw	7,99 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp4 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_4 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_2 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 250 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 64 m

### 2.1.1.14.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 181,35 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{181,35}{0.81} \right) = 223,88 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.81) = 275,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$275,4 \text{ (A)} > 223,88 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 250 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.14.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.075 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT13 – CGP3

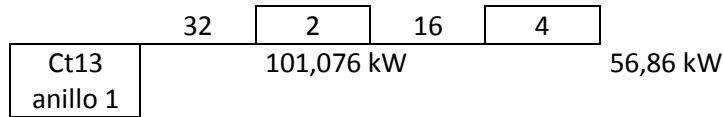
	129,699 kW			56,86 kW	
Ct13 anillo 1	16	1	32	3	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	% $\Delta U$	% $\Delta U$ acumulado
CT – CGP1	129,699	0,016	0,20609501	0,20609501
CGP1 – CGP3	56,863	0,032	0,18071351	<b>0,38680853</b>

**0,38680853 < 5 válido**



## LINEA 2: TRAMO CT13 – CGP4



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	101,076	0,032	0,32122468	0,32122468
CGP2 – CGP4	56,863	0,032	0,18071351	<b>0,50193819</b>

**0,50193819 < 5 VALIDO.**

### 2.1.1.14.2. Potencias conectadas en CT13 - Anillo 2

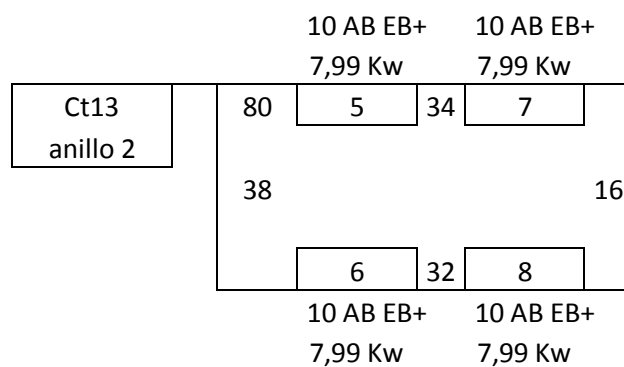
**CT13 – ANILLO 2:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de la parcela 19. (Ver plano 15)

#### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2

12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.14.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P5= 10 AB EB + SSGG

$$P11=(10 \times 5,75)+7,99=65,49 \text{ A}$$

- $P7 = 10 \text{ AB EB} + \text{SSGG}$   
 $P9 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$
- $P8 = 10 \text{ AB EB} + \text{SSGG}$   
 $P8 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$
- $P6 = 10 \text{ AB EB} + \text{SSGG}$   
 $P10 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$

$$\Sigma P = 261,96 \text{ kw}$$

$$\Sigma P \times L = (80 \times 65,49) + [(80+34) \times 65,49] + [(80+34+16) \times 65,49] + [(80+34+16+32) \times 65,49] = 31828,14 \text{ kW x m}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{31828,14}{261,96} = 121,5$$

$$p.m.t = 121,5 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP7** y **CGP8** a una distancia al origen de **121,5 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.14.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT13 – cgp7

		10 AB EB+ 7,99 Kw		10 AB EB+ 7,99 Kw
Ct13 anillo 2	80	5	34	7

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_7 = \left( \frac{10 \times 5,75}{10} \times 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_5 = \left( \frac{20 \times 5,75}{20} \times 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 114 m

#### 2.1.1.14.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 200,12 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.81) = 275,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$275,4 \text{ (A)} > 200,12 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.14.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

**Línea 2: CT13 – cgp8**

	38	6	32	8
Ct13 anillo 2	10 AB EB+ 7,99 Kw		10 AB EB+ 7,99 Kw	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP6** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp8 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_8 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_6 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315

XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 70 m

#### 2.1.1.14.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–



**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0.81} \right) = 200,12 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.81) = 275,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$275,4 \text{ (A)} > 200,12 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.14.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT13 – CGP7**

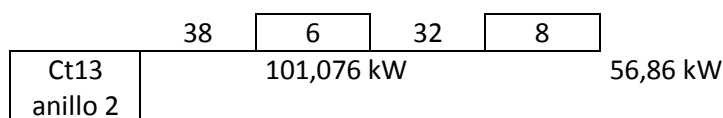
	101,076 kW		56,86 kW	
Ct13 anillo 2	80	5	34	7

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	% $\Delta U$	% $\Delta U$ acumulado
-------	------------------	-----------------	--------------	---------------------------

CT – CGP5	101,076	0,08	0,80306169	0,80306169
CGP5 – CGP7	56,863	0,034	0,19200811	<b>0,9950698</b>

**0,9950698 < 5 válido**

## LINEA 2: TRAMO CT13 – CGP8



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP6	101,076	0,038	0,3814543	0,3814543
CGP6 – CGP8	56,863	0,032	0,18071351	<b>0,56216782</b>

**0,56216782 < 5 VALIDO.**

## 2.1.1.15. Diseño del centro de transformación CT – 14

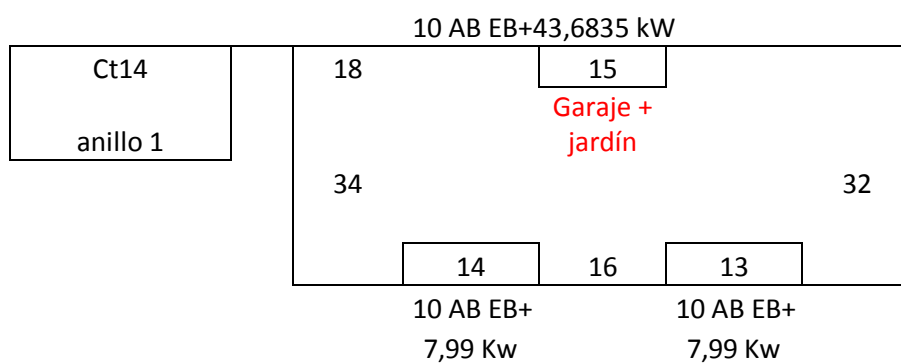
### 2.1.1.15.1. Potencias conectadas en CT14 - Anillo 1

**CT14 – ANILLO 1:** Formado por 3 cgp de edificios con 30 abonados de electrificación básica de la parcela 19, a una de ellas se le cargará mitad de la carga correspondiente al garaje. (Ver plano 16)

#### Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coefficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.15.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P15= 10 AB EB + SSGG + MEDIO GARAJE + Jardín  

$$P15 = (10 \times 5,75) + 7,99 + 28,6235 + 7,07 = 101,183 \text{ A}$$
- P13= 10 AB EB + SSGG  

$$P13 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$$
- P14= 10 AB EB + SSGG  

$$P14 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$$

$$\Sigma P = 231,163 \text{ kW}$$

$$\Sigma P \times L = (18 \times 101,183) + [(18+32) \times 65,49] + [(18+32+16) \times 65,49] = 24972,258 \text{ kW xm}$$

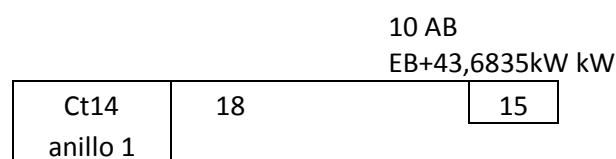
$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{9352,134}{231,163} = 40,456$$

$$P.m.t = 40,46 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP12** y **CGP14** a una distancia al origen de **40,46 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.15.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT14 – cgp15**



Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP14** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp15 ( 10 AB EB) [c.s.=8,5]

$$P_{15} = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 43,6835 = 92,5585 \text{ kW}$$

$$I = \frac{92,5585 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 148,44 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV  $3 \times 240+1 \times 150$  Al
- Fusible de 200 (A) > 148,44 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 18 m

### 2.1.15.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 148,44 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de 4 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{148,59}{0.74} \right) = 200,59 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 200,59 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar



#### 2.1.15.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT14 – cgp13

	34	14	16	13
Ct14		20 AB EB		10 AB EB
anillo 1		+15,98 Kw		+7,99 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP14** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp13( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{13} = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp14 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_{14} = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 50 m

#### 2.1.1.15.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima

admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 225,43 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$I_{adm.} > I_{max}$

251,6 (A) > 225,43 (A)

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.15.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

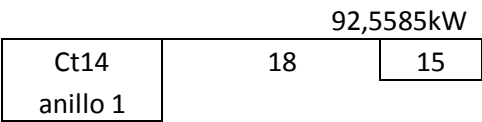
**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

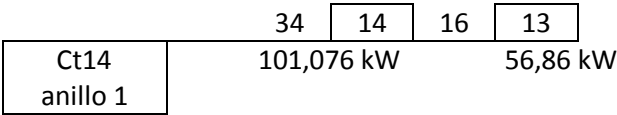
**LINEA 1: CT14 – CGP15**



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP15	92,5585	0,018	0,16546254	<b>0,16546254</b>

**0,16546254<5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT14 – CGP3**



TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP14	101,076	0,034	0,34130122	0,34130122

CGP14–CGP13	56,863	0,016	0,09035676	<b>0,43165797</b>
-------------	--------	-------	------------	-------------------

**0,43165797 < 5 VALIDO.**

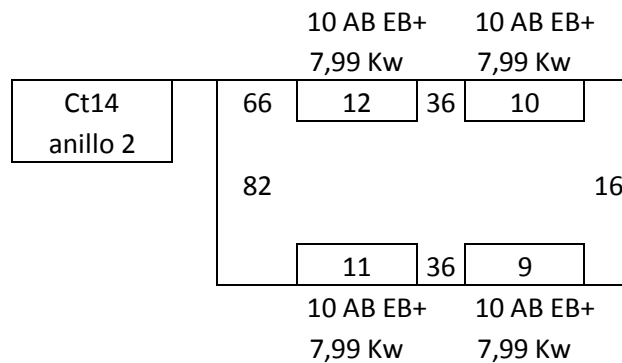
#### **2.1.1.15.2. Potencias conectadas en CT14 - Anillo 2**

**CT14 – ANILLO2:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de la parcela 19. (**Ver plano 16**)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.15.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P12= 10 AB EB + SSGG  
P1=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P10= 10 AB EB + SSGG  
P3=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P9= 10 AB EB + SSGG  
P4=(10X5,75)+7,99=65,49 A
- P11= 10 AB EB + SSGG  
P2=(10X5,75)+7,99=65,49 A

$\Sigma P = 261,96 \text{ kw}$

$\Sigma P \times L = (66 \times 65,49) + [(66+36) \times 65,49] + [(66+36+16) \times 65,49] + [(66+36+16+36) \times 65,49] = 28815,6 \text{ kW x m}$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{28815,6}{261,96} = 110$$

p.m.t = **110 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP10** y **CGP9** a una distancia al origen de **110 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.15.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

**Línea 1: CT14 – cgp10**

		10 AB EB+	10 AB EB+
		7,99 Kw	7,99 Kw
Ct14 anillo 2	66	12	10

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP12** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp10 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_{10} = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp12 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_{12} = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$



$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 118 m

### 2.1.15.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0.74} \right) = 219,05 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 219,05 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.15.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT14 – cgp9

	82	11	36	9
Ct14 anillo 2	10 AB EB+ 7,99 Kw		10 AB EB+ 7,99 Kw	

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP11** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp9 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_9 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp11 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_{11} = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 118 m

### 2.1.15.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de 4 mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,74} \right) = 219,05 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 219,05 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.15.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde %ΔU viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta)$$

Dónde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\cos\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

**LINEA 1: CT14 – CGP10**

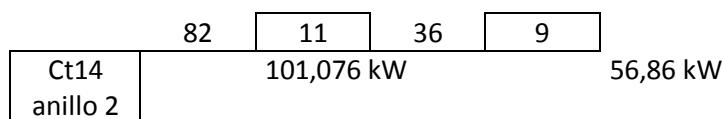
	101,076 kW		56,86 kW	
Ct14 anillo 2	66	12	36	10

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	% $\Delta U$	% $\Delta U$ acumulado
CT – CGP12	101,076	0,066	0,6625259	0,6625259

CGP12-CGP10	56,863	0,036	0,2033027	<b>0,8658286</b>
-------------	--------	-------	-----------	------------------

**0,8658286 < 5 válido**

## **LINEA 2: TRAMO CT14 – CGP4**



<b>TRAMO</b>	<b>POTENCIA (KW)</b>	<b>LONGITUD (m)</b>	<b>%ΔU</b>	<b>%ΔU acumulado</b>
CT – CGP11	101,076	0,082	0,82313824	0,82313824
CGP11-CGP9	56,863	0,036	0,2033027	<b>1,02644094</b>

**1,02644094 < 5 VALIDO.**

## **2.1.1.16. Diseño del centro de transformación CT – 15**

### **2.1.1.16.1. Potencias conectadas en CT15 - Anillo 1**

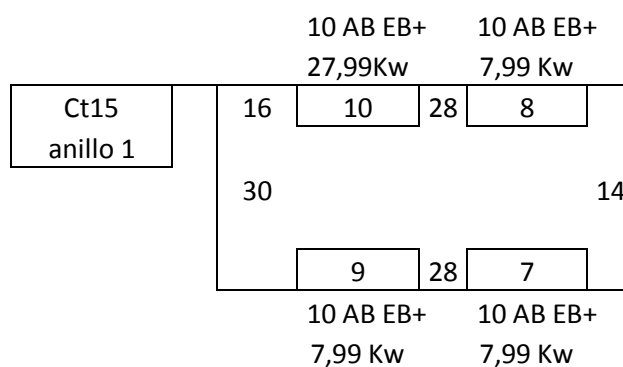
**CT15 – ANILLO 1:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de la parcela 20. (**Ver plano 17**)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.



Nº Viviendas (n)	Coficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.16.1.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P10= 10 AB EB + SSGG +GARAJE/2  
P10= (10X5,75)+7,99+(40/2) = 85,49 A
- P8= 10 AB EB + SSGG  
P8= (10X5,75)+7,99=65,49 A
- P7= 10 AB EB + SSGG  
P7= (10X5,75)+7,99=65,49 A
- P9= 10 AB EB + SSGG  
P9= (10X5,75)+7,99=65,49 A

$\Sigma P = 281,96 \text{ kw}$

$\Sigma P \times L = (16 \times 94,11) + [(16+28) \times 65,49] + [(16+28+14) \times 65,49] + [(16+28+14+28) \times 65,49] = 13679,96 \text{ kW x m}$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P} = \frac{13679,96}{281,96} = 48,517$$

p.m.t = **48,52 m**

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP8** y **CGP7** a una distancia al origen de **48,52 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.16.1.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

### Línea 1: CT15 – cgp8

		10 AB EB+ 27,99kW		10 AB EB+ 7,99 Kw
Ct15 anillo 1	16	10	28	8

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP10** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp8 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_3 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp10 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]+GARAJE

$$P_1 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 + 20 = 121,08 \text{ kW}$$

$$I = \frac{121,08 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 194,182 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 250 (A) > 194,182 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m > 44 m

#### 2.1.1.16.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 194,182 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{194,182}{0.81} \right) = 239,73 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.81) = 275,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$275,4 \text{ (A)} > 239,73 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 250 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.16.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT15 – cgp7

	30	9	28	7
Ct15 anillo 1		10 AB EB+ 7,99 Kw		10 AB EB+ 7,99 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP9** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_7 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_9 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075

240	0,125	0,07
-----	-------	------

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 3 características de los conductores

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 250 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m > 58 m

#### 2.1.1.16.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima

admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0.81} \right) = 200,12 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.81) = 275,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$275,4 \text{ (A)} > 200,12 \text{ (A)}$$



Nuestro Fusible seleccionado es de 250 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.16.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde % $\Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos}\phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times Tg\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT15 – CGP8

	121,08 kW		56,86 kW
Ct15 anillo 1	16	10	28
			8

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP10	121,075	0,016	0,19239126	0,19239126
CGP10– CGP8	56,863	0,028	0,15812432	<b>0,35051558</b>

**0,35051558 < 5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT15 – CGP7

	30	9	28	7
Ct15 anillo 1	101,076 kW			56,86 kW

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP9	101,076	0,03	0,30114813	0,30114813
CGP9 – CGP7	56,863	0,028	0,15812432	<b>0,45927246</b>

**0,45927246 < 5 VALIDO.**

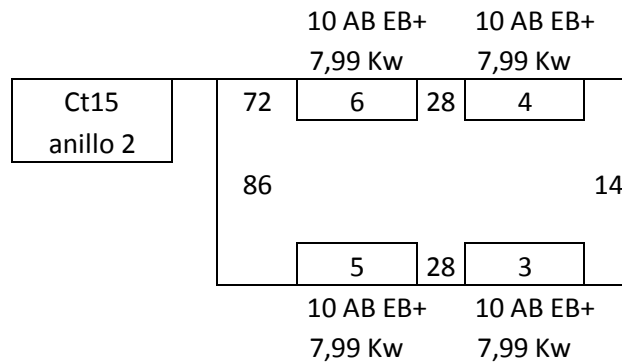
#### **2.1.1.16.2. Potencias conectadas en CT15 - Anillo 2**

**CT15 – ANILLO 2:** Formado por 4 cgp de edificios con 40 abonados de electrificación básica de la parcela 20. (**Ver plano 17**)

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.16.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\sum (P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

- P6= 10 AB EB + SSGG  
P11= (10X5,75)+7,99=65,49 A
- P4= 10 AB EB + SSGG  
P9= (10X5,75)+7,99=65,49 A
- P3= 10 AB EB + SSGG  
P8= (10X5,75)+7,99=65,49 A
- P5= 10 AB EB + SSGG  
P10= (10X5,75)+7,99=65,49 A

$$\Sigma P = 261,96 \text{ kw}$$

$$\Sigma P \times L = (72 \times 65,49) + [(72+28) \times 65,49] + [(72+28+14) \times 65,49] + [(72+28+14+28) \times 65,49] = 28029,72 \text{ kW x m}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{28029,72}{261,96} = 107$$

$$p.m.t = 107 \text{ m}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP4** y **CGP3** a una distancia al origen de **107 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.16.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT15 – cgp4

		10 AB EB+		10 AB EB+
		7,99 Kw		7,99 Kw
Ct15 anillo 2	72	6	28	4

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP6** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp4( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_4 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_6 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 114 m

### 2.1.1.16.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.76 Agrupación de seis mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\text{max tabla}} = \left( \frac{I_{max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,76} \right) = 213,29 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.76) = 258,4 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$258,4 \text{ (A)} > 213,29 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### **2.1.1.16.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2**



## Línea 2: CT15 – cgp3

	86	5	28	3
Ct15 anillo 2		10 AB EB+ 7,99 Kw		10 AB EB+ 7,99 Kw

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp3 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_3 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 = 56,86 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 20 AB EB ) [c.s.=14,8]

$$P_5 = \left( \frac{20 * 5,75}{20} * 14,8 \right) + 15,98 = 101,076 \text{ kW}$$

$$I = \frac{101,076 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 162,1 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible.

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 162,1 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 114 m

#### 2.1.1.16.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 162,1 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0,76 Agrupación de seis mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{162,1}{0,76} \right) = 213,29 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.76) = 258,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$258,4 \text{ (A)} > 213,29 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.16.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \varphi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125  $\Omega/\text{km}$**

**X = 0.07  $\Omega/\text{km}$**

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg} \theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0.07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT15 – CGP4

	101,076 kW		56,86 kW	
Ct15 anillo 2	72	6	28	4

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP6	101,076	0,072	0,72275552	0,72275552
CGP6 – CGP4	56,863	0,028	0,15812432	<b>0,88087985</b>

**0,88087985 < 5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT15 – CGP3

	86	5	28	3
Ct15 anillo 2	101,076 kW		56,86 kW	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP5	101,076	0,086	0,86329132	0,86329132
CGP5 – CGP3	56,863	0,028	0,15812432	<b>1,02141564</b>

**1,02141564 < 5 VALIDO.**

### 2.1.1.17. Diseño del centro de transformación CT – 16

#### 2.1.1.17.1. Potencias conectadas en CT16 - Anillo 1

**CT16 – ANILLO 1:** Formado por 11 abonados de electrificación elevada de la parcela 21 y 2 cgp de parcela 20 con 10 abonados de electrificación básica cada una. (**Ver plano 18**)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21).0,5$



- $$P1 = (10 \times 5,75) + 7,99 = 65,49 \text{ A}$$

- $P_1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$

$$\Sigma P \times L = (75 \times 18,4) + [(75+50) \times 18,4] + [(75+50+25) \times 18,4] + [(75+50+25+46) \times 65,49] + [(75+50+25+46+14) \times 85,49] + [(75+50+25+46+14+91) \times 9,2] + [(75+50+25+46+14+91+37) \times 18,4] = \mathbf{46217,34 \text{ kW} \times \text{m}}$$

$$\text{pmt} = \frac{\sum (P \times I)_0}{\sum P} = \frac{46217,34}{233,78} = 197,6959$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP2** y **CGP1** a una distancia al origen de **197,7 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

**Línea 1: CT16 – cgp2**

		10 AB EB		10 AB EB		10 AB EB		10 AB EB
		+		+		+		+
		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE		
		+7,99kW		+7,99kW		+7,99kW		7,99kW
Ct16 anillo 1	75	5	52	4	25	3	46	2

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP5** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.



$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp2 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5] + SSGG

$$P_2 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 7,99 + 20 = 56,863 \text{ Kw}$$

- Cgp3 ( 10 AB EB + 2 AB EE ) [c.s.=9,9] + SSGG

$$P_2 = \left( \frac{(10 * 5,75) + (2 * 9,2)}{12} * 9,9 \right) + 7,99 = 70,6055 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 10 AB EB + 4 AB EE ) [c.s.=11,3] + SSGG

$$P_2 = \left( \frac{(10 * 5,75) + (4 * 9,2)}{14} * 11,3 \right) + 7,99 = 84,1 \text{ Kw}$$

- Cgp5 ( 10 AB EB + 6 AB EE ) [c.s.=12,5] + SSGG

$$P_2 = \left( \frac{(10 * 5,75) + (6 * 9,2)}{16} * 12,5 \right) + 7,99 = 96,035 \text{ kW}$$

$$I = \frac{96,035 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 154,02 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 154,02 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 196 m

#### 2.1.1.17.1.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 154,02 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{151,02}{0.81} \right) = 186,44 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.81) = 275,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$275,4 \text{ (A)} > 186,44 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.17.1.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

##### Línea 2: CT16 – cgp1

		10 AB EB		10 AB EB		10 AB EB
		+		+		+
		3 AB EE		1 AB EE		
		+27,99kW		+27,99kW		27,99kW
Ct16 anillo 1	78	1	37	2	91	1

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp1 ( 10 AB EB ) [c.s.=8,5]

$$P_7 = \left( \frac{10 * 5,75}{10} * 8,5 \right) + 27,99 = 76,86 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 10 AB EB + 1 AB EE ) [c.s.=9,2]

$$P_9 = \left( \frac{(10 * 5,75) + 9,2}{11} * 9,2 \right) + 27,99 = 83,77 \text{ Kw}$$

- Cgp1 ( 10 AB EB + 3 AB EE ) [c.s.=10,6]

$$P_9 = \left( \frac{(10 * 5,75) + (3 * 9,2)}{13} * 10,6 \right) + 27,99 = 97,37 \text{ kW}$$

$$I = \frac{97,37 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 156,16 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 240+1× 150 Al
- Fusible de 200 (A) > 156,16 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m > 206 m

#### 2.1.1.17.1.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 156,16 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.81 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{156,16}{0.81} \right) = 192,79 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times Kt (0.81) = 275,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$275,4 \text{ (A)} > 192,79 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 200 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

### 2.1.1.17.1.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

$$R = 0.125 \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.07 \Omega/\text{km}$$

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R+X \times Tg\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.125 + 0,07 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.0993$$

### LINEA 1: CT16 – CGP2

		96,035kW		84,1kW		70,6055kW		56,863kW	
Ct16 anillo 1	75	5	52	4	25	3	46	2	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP5	96,035	0,075	0,71532215	0,71532215
CGP5– CGP4	84,1	0,05	0,41761575	1,1329379
CGP4– CGP3	70,6055	0,025	0,17530302	1,30824092
CGP3– CGP2	56,863	0,046	0,25977567	<b>1,56801659</b>

**0,35051558<5 válido**

### LINEA 2: TRAMO CT16 – CGP1

		97,37kW		83,77kW		76,86kW	
Ct16 anillo 1	78	1	37	2	91	1	

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	97,37	0,078	0,75427661	0,75427661
CGP1 – CGP2	83,77	0,037	0,30782303	1,06209964
CGP2 – CGP1	76,863	0,091	0,69465568	<b>1,75675532</b>



**1,75675532 < 5 VALIDO.**

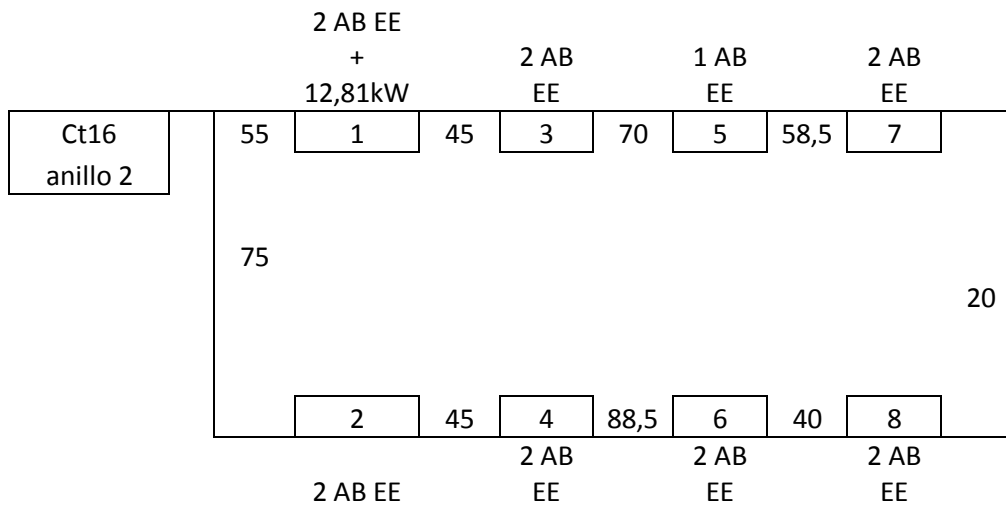
#### **2.1.1.17.2. Potencias conectadas en CT16 - Anillo 1**

**CT16 - ANILLO1:** Formado por 15 abonados de electrificación elevada de la parcela 15. (Ver plano 18)

##### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

<b>Nº Viviendas (n)</b>	<b>Coeficiente de Simultaneidad</b>
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



#### 2.1.1.17.2.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma( )$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw} + \text{JARDÍN} = 31,21 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P5 = 9,2 \text{ kW}$$

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{150,81 \text{ kW}}$$

$$\Sigma P \times L = (55 \times 31,21) + [(55+45) \times 18,4] + [(55+45+70) \times 9,2] + [(55+45+70+58,5) \times 18,4] + [(55+45+70+58,5+30) \times 18,4] + [(55+45+70+58,5+30+40) \times 18,4] + [(55+45+70+58,5+30+40+88,5) \times 18,4] + [(55+45+70+58,5+30+40+88,5+45) \times 18,4] = \mathbf{34643,35 \text{ kW x m}}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{34643,35}{150,81} = 229,715$$

$$p.m.t = \mathbf{229,7 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP7** y **CGP8** a una distancia al origen de **229,7 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.7.2.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT16 – cgp7

Ct16 anillo 2	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">7 AB EE + 12,81kW</div> <div style="text-align: center;">5 AB EE</div> <div style="text-align: center;">3 AB EE</div> <div style="text-align: center;">2 AB EE</div> </div>							
	125	1	18	3	18	5	18	7

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP1** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp7 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 3 AB EE ) [c.s.=3]

$$P_5 = 3 \times 9,2 = 27,6 \text{ kW}$$

- Cgp3 ( 5 AB EE ) [c.s.=4,6]

$$P_3 = 4,6 \times 9,2 = 42,32 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 7 AB EE ) [c.s.=6,2] + JARDÍN

$$P_1 = (6,2 \times 9,2) + 12,81 = 69,85 \text{ kW}$$

$$I = \frac{69,85 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 112,022 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 125 (A) > 112,022 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m > 228,5 m

### 2.1.1.17.2.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 112,022 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{112,022}{0.74} \right) = 151,38 \text{ (A)}$$

$$S = 150 \text{ mm}^2 \text{ admite } 260 \text{ (A)} \times Kt (0.74) = 192,4 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$192,4 \text{ (A)} > 151,38 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 125 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar

#### 2.1.1.17.2.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

## Línea 2: CT16 – cgp8

Ct16 anillo 2	8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE	
	75	2	45	4	88,5	6	40	8

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP2** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp8 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_8 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_6 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp4 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_4 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_2 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

$$I = \frac{64,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 103,28 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 125(A) > 103,28 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m > 248,5 m

#### 2.1.1.17.2.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.



**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 103,2815 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.74 Agrupación de cuatro mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{103,28}{0.74} \right) = 139,56 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.74) = 251,6 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$251,6 \text{ (A)} > 139,56 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 125 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.1.17.2.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.206 + 0.075 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.151453$$

**LINEA 1: CT16 – CGP11**

Ct16 anillo 2	69,85kW		42,32kW		27,6kW		18,4kW	
	125	1	18	3	18	5	18	7

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP1	69,85	0,055	0,58184302	0,58184302
CG1– CGP3	42,32	0,045	0,28842633	0,87026935
CGP3 –CGP5	27,6	0,07	0,29260642	1,16287577
CGP5 –CGP4	18,4	0,0585	0,16302358	<b>1,32589935</b>

**1,32589935 < 5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT16 – CGP8**

Ct16 anillo 2	64,4kW		49,68kW		34,96kW		18,4kW	
	75	2	45	4	88,5	6	40	8

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP2	64,4	0,045	0,43890963	0,43890963
CG2– CGP4	49,68	0,0885	0,66588861	1,10479824
CGP4 –CGP6	34,96	0,04	0,21179131	1,31658956
CGP6 –CGP8	18,4	0,02	0,05573456	<b>1,37232411</b>

**1,37232411 < 5 VALIDO.**

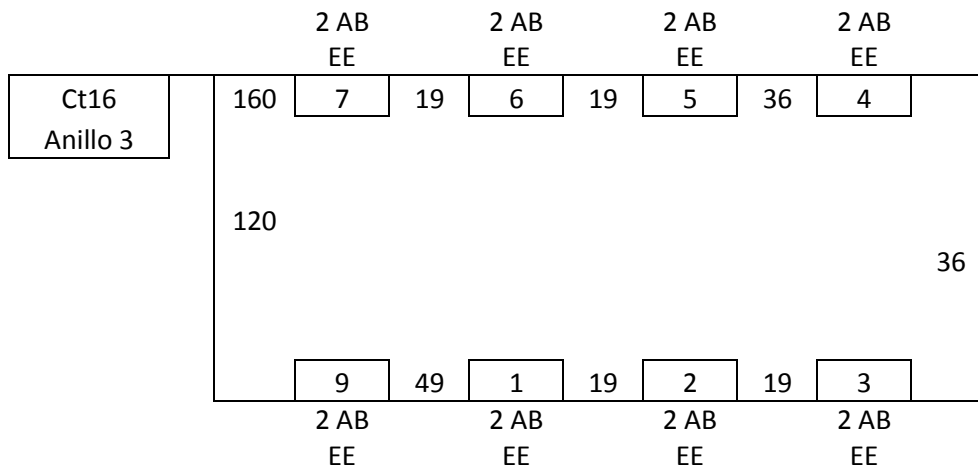
### **2.1.1.17.3. Potencias conectadas en CT16 - Anillo 3**

**CT16 - ANILLO1:** Formado por 16 abonados de electrificación elevada de las parcelas 15 y 16. (Ver plano 18)

#### **Carga correspondiente a un conjunto de viviendas:**

Se obtendrá multiplicando la media aritmética de las potencias máximas previstas en cada vivienda, por el coeficiente de simultaneidad indicado en la tabla 1, según el número de viviendas. Esto es aplicable tanto a edificios de viviendas en edificación vertical como horizontal.

Nº Viviendas (n)	Coeficiente de Simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3,8
5	4,6
6	5,4
7	6,2
8	7
9	7,8
10	8,5
11	9,2
12	9,9
13	10,6
14	11,3
15	11,9
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3
20	14,8
21	15,3
n>21	15,3+(n-21).0,5



### 2.1.1.17.3.1 Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:  $\Sigma()$

$$pmt = \frac{\sum(P \times l)_0}{\sum P}$$

P = Potencia en kw

L = Longitud desde el origen a cada punto en m.

- Distribución de cargas :

$$P7 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P6 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P5 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P2 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$P1 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ Kw}$$

$$P9 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

$$\Sigma P = 18,4 \times 9 = \mathbf{147,2 \text{ kW}}$$

$$\begin{aligned} \Sigma P \times L &= (160 \times 18,4) + [(160 + 19) \times 18,4] + [(160 + 19 + 19) \times 18,4] + \\ &+ [(160+19+19+36) \times 18,4] + [(160+19+19+36+36) \times 18,4] + [(160+19+19+36+36+19) \times \\ &18,4] + [(160+19+19+36+36+19+19) \times 18,4] + [(160+19+19+36+36+19+19+49) \times 18,4 \\ &= \mathbf{36616 \text{ kW x m}} \end{aligned}$$

$$pmt = \frac{\Sigma(P \times l)_0}{\Sigma P} = \frac{36616}{147,2} = 248,75$$

$$p.m.t = \mathbf{249 \text{ m}}$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre los puntos **CGP4** y **CGP3** a una distancia al origen de **249 m**, por tanto abriremos la línea dividiéndola en dos tramos de acuerdo con los esquemas representados a continuación.

#### 2.1.1.17.3.2. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L1

##### Línea 1: CT16 – cgp4

Ct16	8 AB		6 AB		4 AB		2 AB	
anillo 3	EE		EE		EE		EE	
	160	7	19	6	19	5	36	4

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP7** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp4 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_4 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp5 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_5 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp6 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_3 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp7 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_1 = (7 \times 9,2) = 64,4 \text{ kW}$$

$$I = \frac{64,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 103,2815 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 125 (A) > 103,2815 (A)

- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m > 234 m

### 2.1.17.3.3 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L1

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

<b>Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)</b>					
<b>Grupos dispuestos en un plano horizontal</b>					
<b>Circuitos agrupados</b>	<b>Cables directamente soterrados</b>				
	<b>Distancias entre grupos en mm</b>				
	<b>Contacto</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>600</b>	<b>800</b>
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–



**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistencia térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7

$$I_{\max} = 103,2815 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.88 Agrupación de dos mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{103,2815}{0.88} \right) = 117,36 \text{ (A)}$$

$$S = 150 \text{ mm}^2 \text{ admite } 260 \text{ (A)} \times Kt (0.88) = 228,8 \text{ (A)} = I_{\text{adm}}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\max}$$

$$228,8 \text{ (A)} > 117,36 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 125 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

#### 2.1.1.17.3.4. Determinación de la sección del conductor y del fusible de protección L2

## Línea 2: CT16 – cgp3

Ct16 anillo 3	8 AB EE		6 AB EE		4 AB EE		2 AB EE	
	120	9	49	1	19	2	19	3

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el tramo más desfavorable, en nuestro caso con la potencia acumulada en el punto **CGP9** teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su ITC-BT-10 en los edificios destinados a viviendas.

$$I = \frac{P(W)}{\sqrt{3} \times U_0(V) \times \cos \varphi}$$

- Cgp3 ( 2 AB EE ) [c.s.=2]

$$P_3 = 2 \times 9,2 = 18,4 \text{ kW}$$

- Cgp2 ( 4 AB EE ) [c.s.=3,8]

$$P_2 = 3,8 \times 9,2 = 34,96 \text{ kW}$$

- Cgp1 ( 6 AB EE ) [c.s.=5,4]

$$P_1 = 5,4 \times 9,2 = 49,68 \text{ kW}$$

- Cgp9 ( 8 AB EE ) [c.s.=7]

$$P_9 = 7 \times 9,2 = 64,4 \text{ kW}$$

$$I = \frac{64,4 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 103,28 \text{ A}$$

De acuerdo con las siguientes tablas:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3 características de los conductores

CABLE	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0.6/1KV 4×50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 95+1× 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 150+1× 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0.6/1 KV 3× 240+1× 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4 .Distancia que protege el fusible

Selecciono:

- Cable XZ1(S) 0.6 / 1 KV 3 × 150+1× 95 Al
- Fusible de 125(A) > 103,28 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m > 207 m

#### 2.1.1.17.3.5 Comprobación de la Intensidad máxima admisible por criterio de calentamiento L2

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**Tabla A.9.2 – Factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6/1 kV soterrados**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

**Tabla A.1 – Cables de distribución tipo RV o XZ1 de 0,6/1 kV**

Intensidad máxima admisible en A			
Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al			
Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C		25	
Temperatura del aire ambiente en °C		40	
Resistencia térmica del terreno en K · m/W		1,5	
Profundidad de soterramiento en m		0,7	

$$I_{\max} = 103,2815 \text{ (A)}$$

f.d.c (Kt) = 0.88 Agrupación de dos mazos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I_{\max \text{ tabla}} = \left( \frac{I_{\max}}{Kt} \right) = \left( \frac{103,28}{0,88} \right) = 117,36 \text{ (A)}$$

$$S = 240 \text{ mm}^2 \text{ admite } 340 \text{ (A)} \times K_t (0.88) = 228,8 \text{ (A)} = I_{adm}$$

$$I_{adm.} > I_{max}$$

$$228,8 \text{ (A)} > 117,36 \text{ (A)}$$

Nuestro Fusible seleccionado es de 125 (A) y es válido al estar entre los valores calculados de Intensidad máxima admisible del cable y la Intensidad máxima de transportar.

De acuerdo con la normativa de la compañía, es válido, ya que tanto la sección del cable, como el calibre del fusible es el mismo en las dos líneas.

#### 2.1.17.3.6 Cálculo de la caída de tensión L1 Y L2

El cálculo de la caída de tensión lo realizo en función del momento eléctrico ( $W \times L$ ), donde  $\% \Delta U$  viene dada en % de la tensión compuesta U en voltios.

$$\% \Delta U = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg} \theta)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\text{Cos} \phi = 0,9$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las

siguientes:

Sección de fase (mm <sup>2</sup> )	R-20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,08
95	0,32	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,07

Tabla 3. Características de los conductores

Características del conductor: Al XZ1(S) 0.6 / 1 KV de 240 mm<sup>2</sup>.

**R = 0.125 Ω/km**

**X = 0.07 Ω/km**

$$\%AU = \frac{W \times L}{10 \times U^2} \times (R + X \times \text{Tg}\theta) = w \times L \times K =$$

$$K = \frac{R + X \times \text{Tg}\theta}{10 \times U^2} = \frac{0.206 + 0.075 \times 0.484}{10 \times 0.4^2} = 0.151453$$

**LINEA 1: CT16 – CGP4**

Ct16		64,4kW		49,68kW		34,96kW		18,4kW
anillo 3	160	7	19	6	19	5	36	4

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP7	64,4	0,16	1,56056758	1,56056758
CGP7 – CGP6	49,68	0,019	0,14295914	1,70352671
CGP6 – CGP5	34,96	0,019	0,10060087	1,80412759
CGP5 – CGP4	18,4	0,036	0,1003222	<b>1,90444979</b>

**1,90444979 < 5 válido**

**LINEA 2: TRAMO CT16 – CGP3**

Ct16		64,4kW		49,68kW		34,96kW		18,4kW
anillo 3	120	9	49	1	19	2	19	3

TRAMO	POTENCIA (KW)	LONGITUD (m)	%ΔU	%ΔU acumulado
CT – CGP9	64,4	0,12	1,17042568	1,17042568
CGP9– CGP1	49,68	0,049	0,36868409	1,53910977
CGP1 –CGP2	34,96	0,019	0,10060087	1,63971065
CGP2 –CGP3	18,4	0,019	0,05294783	<b>1,69265848</b>

**1,69265848 < 5 VALIDO.**

### 2.1.2. Tabla resumen cálculos eléctricos.

CT	Anillo	Longitud ( m )	P.m.t. ( m )	Línea ( Rama )	Cable	Longitud ( m )	Potencia ( kW )	Intensidad ( A )	Fusible	ΔU%
<b>1</b>	1	665	324,6	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	271	64,4	103,28	160	1,057
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	322	78,2	125,41	160	1,675
	2	600	282	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	264	64,4	103,28	160	1,147
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	300	64,4	103,28	160	1,164
	3	356,5	159,8	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	155,5	84,64	135,74	160	0,819
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	183	78,2	125,41	160	0,977
<b>2</b>	1	560	337,1	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	319	100,205	160,71	200	1,647
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	209	118,08	178,14	200	0,752
				1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 +	327	91,08	146,07	200	2,151

	2	657	337,5		1x150mm2 Al					
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	309	91,08	146,07	200	1,993

CT	Anillo	Longitud ( m )	P.m.t. ( m )	Línea ( Rama )	Cable	Longitud ( m )	Potencia ( kW )	Intensidad ( A )	Fusible	ΔU%
3	1	250	115,1	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	95	104,68	167,88	200	0,987
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	125	101,076	162,1	200	1,189
	2	264	124,8	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	117	101,076	162,1	250	1,043
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	132	113,08	181,35	250	1,351
4	1	482	231,8	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	215	104,685	167,88	200	2,235
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	241	101,076	162,1	200	2,371
	2	400	188,8	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	170	101,076	162,1	200	1,043
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	200	101,076	162,1	200	1,193
	1	226	102,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	81	104,02	166,82	200	0,836
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 +	113	101,076	162,1	200	1,064



5					1x150mm2 Al					
	2	112	49,3	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	45	101,076	162,1	200	0,311
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	56	101,076	162,1	200	0,443

CT	Anillo	Longitud ( m )	P.m.t. ( m )	Línea ( Rama )	Cable	Longitud ( m )	Potencia ( kW )	Intensidad ( A )	Fusible	ΔU%
6	1	78	31,1	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	15	104,02	166,82	200	0,155
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	39	101,076	162,1	200	0,339
	2	202	92,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	85	101,076	162,1	200	0,704
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	101	101,076	162,1	200	0,873
7	1	516	233,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	197	78,2	125,41	160	1,271
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	246	78,2	125,41	160	1,651
	2	676	339,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	333	98,2	157,49	200	0,087
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	233	92,98	149,11	200	0,819
	1	90	37,57	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	15	83,947	134,63	200	0,125
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 +	45	106,954	171,52	200	0,409

8					1x150mm2 Al					
	2	265	117,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	109	106,954	171,52	200	0,704
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	139	106,954	171,52	200	0,873

CT	Anillo	Longitud ( m )	P.m.t. ( m )	Línea ( Rama )	Cable	Longitud ( m )	Potencia ( kW )	Intensidad ( A )	Fusible	ΔU%
9	1	374	187,8	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	148	95,912	153,82	200	1,409
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	174	106,954	171,52	200	2,007
	2	512	249	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	242	106,954	171,52	200	2,443
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	256	106,954	171,52	200	2,591
10	1	392	176,7	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	136	95,912	153,819	200	1,295
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	196	106,954	171,52	200	1,981
	2	236	127	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm2 + 1x95mm2 Al	118	60,952	97,75	125	0,471
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm2 + 1x95 mm2 Al	100	60,952	97,75	125	0,295

	3	392	213,1	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	213	103,96	166,72	200	1,379
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	159	97,52	156,39	200	0,895

CT	Anillo	Longitud ( m )	P.m.t. ( m )	Línea ( Rama )	Cable	Longitud ( m )	Potencia ( kW )	Intensidad ( A )	Fusible	ΔU%
11	1	384	212,1	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	200	78,2	125,41	160	1,705
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	168	98,2	135,36	160	1,323
	2	579	313,4	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	303,5	91,08	146,07	200	2,159
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	259,5	91,08	146,07	200	2,014
	3	407	206,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup> Al	199	78,2	125,41	160	2,643
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup> Al	168	64,4	103,28	160	2,001
12	1	416,5	197,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup> Al	184,5	97,45	156,29	200	1,408
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup> Al	190	103,96	166,72	200	2,243
	2	512	239,8	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	235	136,12	128,37	250	1,892

				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	231,5	120,52	193,28	250	1,707
--	--	--	--	---	---	-------	--------	--------	-----	-------

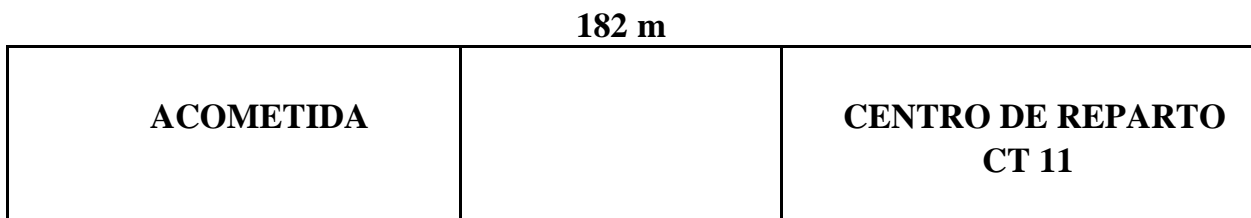
CT	Anillo	Longitud ( m )	P.m.t. ( m )	Línea ( Rama )	Cable	Longitud ( m )	Potencia ( kW )	Intensidad ( A )	Fusible	ΔU%
13	1	78	52,1	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	48	129,7	208,1	250	0,387
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	64	101,076	162,1	250	0,502
	2	200	121,5	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	114	101,076	162,1	200	0,995
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	70	101,076	162,1	200	0,562
14	1	100	40,4	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	18	92,5585	148,44	200	0,165
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	50	101,076	162,1	200	0,432
	2	236	110	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	102	101,076	162,1	200	0,866
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	118	101,076	162,1	200	0,819
	1	116	48,52	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm2 + 1x150mm2 Al	44	121,08	194,18	250	0,351
					XZ1(S) 0.6/1 KV					

15				2	3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	58	101,076	162,1	250	0,459
	2	228	107	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	100	101,076	162,1	200	0,881
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	114	101,076	162,1	200	1,021

CT	Anillo	Longitud ( m )	P.m.t. ( m )	Línea ( Rama )	Cable	Longitud ( m )	Potencia ( kW )	Intensidad ( A )	Fusible	ΔU%
16	1	416	197,7	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	196	96,04	154,02	200	1,568
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 240 mm <sup>2</sup> + 1x150mm <sup>2</sup> Al	206	97,37	156,16	200	1,757
	2	507	229,7	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup> Al	228,5	69,85	112,02	125	1,326
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95 mm <sup>2</sup> Al	248,5	64,4	103,28	125	1,372
	3	477	248,7	1	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95mm <sup>2</sup> Al	234	64,4	103,28	125	1,905
				2	XZ1(S) 0.6/1 KV 3 x 150 mm <sup>2</sup> + 1x95 mm <sup>2</sup> Al	207	64,4	103,28	125	1,693

## 2.2 RED DE MEDIA TENSIÓN

### 2.2.1. LSMT ACOMETIDA – CENTRO DE REPARTO



#### Ver Plano 19

Las necesidades de potencia responden a la demanda de los 16 centros de transformación proyectados de acuerdo con las necesidades del conjunto de viviendas y servicios del residencial. La Línea Subterránea de Media Tensión tendrá que alimentar a los 16 Centros de Transformación cada uno con una potencia de 400 kVA, más el centro de transformación del abonado de 630 kVA

CT N°	S (KVA)
1	400
2	400
3	400
4	400
5	400
6	400
7	400
8	400
9	400
10	400
11-CR	400
12	400
13	400
14	400
15	400
16	400
AB	630

$$S = (16 \times 400) + 630 = 7030 \text{ kVA}$$

El CMR realiza las funciones de maniobra y reparto enlazando la línea de acometida con el anillo de media tensión y el centro de transformación de abonado.

### **2.2.1.1 Criterios para la determinación de la sección**

Para la determinación de la sección de los conductores, es preciso realizar un cálculo en base a las tres consideraciones siguientes:

1. Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente
2. Caída de tensión
3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado

La corriente máxima permanente que el cable debe transportar se determinará en función de la potencia a transmitir (7030 KVA) y la tensión nominal de la línea (20 KV).

#### **2.2.1.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible**

$$I = \frac{S(KVA)}{\sqrt{3} \times 20} = I = \frac{7030}{\sqrt{3} \times 20} = 202,938 \text{ A}$$

La acometida cumple con las condiciones de instalación tipo, es decir una terna de cables unipolares enterrados en toda su longitud en una zanja de un metro de profundidad en terreno de 1,5 k.m/W y temperatura ambiente del terreno de 25°C siendo el único factor de corrección utilizado el de agrupación de cables.

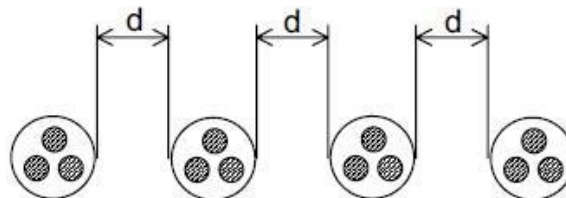
En las tablas siguientes se indican la sección en función de las intensidades máximas admisibles y los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternas de cables unipolares y la distancia entre ternas o cables tripolares según la ITC – LAT 06 del REBT.

**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

**Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares**

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



f.d.c (Kt) = 0.82 Agrupación de dos ternos de cables a 0.2 metros de separación.

$$I \text{ máx. tabla} = \left( \frac{202,938}{0.82} \right) = 247,48 \text{ A}$$



Selecciono una sección de 240 mm<sup>2</sup> que admite una intensidad de

$$365 \text{ (A)} \times K_t (0.82) = 299,3 \text{ (A)}$$

I adm. > I máx.

$$299,3 \text{ (A)} > 247,48 \text{ (A)}$$

- Densidad de corriente:

La densidad de corriente que circulará por el conductor escogido para la L.S.M.T. será de:

$$\delta = \frac{247,48}{240} = 1,0311 \text{ A/mm}^2$$

Siendo S = sección del conductor

#### 2.2.1.1.2 Criterio de caída de tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Donde los valores de R y X los obtengo de la siguiente tabla:

**Tabla 2a**  
**Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)**

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

Para una sección de 240 mm<sup>2</sup>

En nuestro caso tendremos:

- $I = 247,48 \text{ A}$
- $X = 0,105 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $R = 0,169 \text{ } \Omega/\text{km}$
- $\cos \varphi = 0,9$
- $\sin \varphi = 0,435$
- $L = 182 \text{ m (0,182 Km)}$
- $U = 20000 \text{ V}$

Por tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} * 247,48 * 0,182 * (0,169 * 0,9 + 0,105 * 0,435) = 15,43 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \left( \frac{\Delta U}{U} \right) * 100 = \frac{15,43}{20000} * 100 = 0,07715 \% < 5\%$$

**SE CUMPLE**

#### 2.2.1.1.3 Criterio de Intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores

En la siguiente tabla se indica la intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20 18/30	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
		240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,61	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA  
(Incremento de temperatura 160 θ en °C)

Estas intensidades se han calculado partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105 °C y como temperatura final la de cortocircuito > 250 °C. La diferencia entre ambas temperaturas es  $\Delta\theta$ .

En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). En estas condiciones

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{3}}$$

Dónde:

- I = Corriente de cortocircuito, en amperios.
- S = Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.
- K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al Inicio y final del cortocircuito.
- t = Duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de t distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de intensidad tabulado para t = 1s.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a un incremento  $\Delta\theta'$  de temperatura distinto del tabulado  $\Delta\theta = 160^\circ\text{C}$ , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección:

$$F = \sqrt{\frac{\Delta\theta'}{\Delta\theta}}$$

TIPO DE AISLAMIENTO	TENSION (KV)	Incremento de temperatura $160\theta$ en $k$	Duración del cortocircuito (s)								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HERP	12/20	160	289	213	172	133	94	77	66	59	54

Densidad de corriente del conductor, en A/mm<sup>2</sup>

TIPO DE AISLAMIENTO	TENSION (KV)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Duración del cortocircuito (s)								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HERP	12/20	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
	18/30	240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,61	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA  
(Incremento de temperatura  $160\theta$  en  $^\circ\text{C}$ )

Para comprobar que la sección elegida, puede soportar la intensidad de cortocircuito que se pueda presentar, hay que partir de la potencia de cortocircuito máxima posible por la configuración de la red.

Iberdrola establece esta potencia en el entronque realizado en el CT existente, es decir donde comienza la línea subterránea de M.T., que es de **P<sub>cc</sub> = 350 MVA**, para la tensión **U=20KV**, con lo que tendremos una intensidad de cortocircuito de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{350}{\sqrt{3} \times 20} = 10.10 \text{ KA}$$

$$\rho = \frac{10000}{240} = 41,66 \text{ A/mm}^2$$

El tiempo de duración del cortocircuito se establece en 0,5 segundos, que equivale al tiempo de actuación de los elementos de protección, por tanto, el conductor elegido puede soportar la intensidad de cortocircuito que pueda producirse.

De la tabla anterior vemos que para una duración del cortocircuito de 0,5 segundos, un cable de aislamiento HEPR 240 mm<sup>2</sup>, que soporta una densidad de corriente de **133 A/mm<sup>2</sup>**, soportará una intensidad de corriente de **31.9 kA**, muy superior a la intensidad de cortocircuito, con lo que queda comprobada la eficiencia del cable contra las corrientes de cortocircuito.

## 2.2.1.2. Otras características eléctricas

### 2.2.1.2.1. Capacidad de transporte de la línea

$$P \times L = \frac{U^2}{100 \times (R + X \text{ Tg}\varphi)} \times \Delta U_{\max} = \frac{20^2}{100 \times (0,169 + 0,105 \cdot 0,484)} \times 5 = 26,385 \text{ MW} \times L$$

#### 2.2.1.2.2. Potencia máxima de transporte

$$P = \frac{P \times L}{L} = \frac{26,385}{0,182} = 144,97 \text{ MW}$$

### 2.2.1.3. Tablas resultado de cálculos

#### CENTRO DE REPARTO. CENTRO DE TRANSFORMACION ABONADO

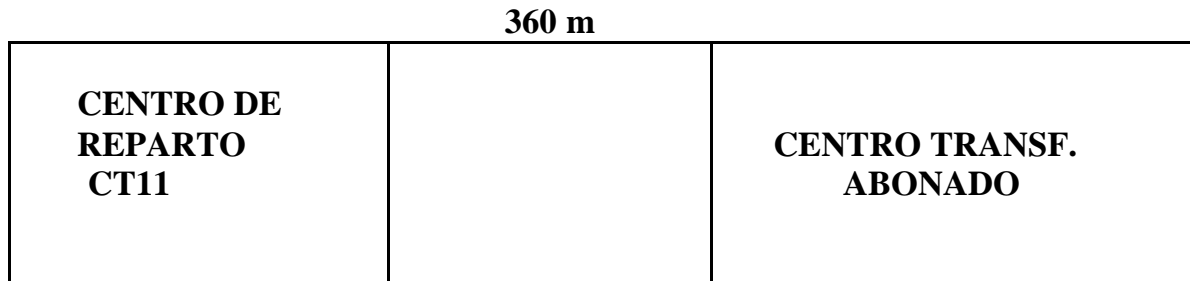
Tipo de conductor	<b>HEPRZ1 12/20 kV 3(1x240 mm<sup>2</sup>) Al</b>
Intensidad de corriente	<b>247,48 A</b>
Densidad de corriente	<b>41,66 A/mm<sup>2</sup></b>
Resistencia	<b>0,169 <math>\Omega</math>/km</b>
Reactancia	<b>0.105 <math>\Omega</math>/km</b>
Longitud	<b>182 m</b>
Caída de tensión	<b>15,43 V</b>
% Caída de tensión	<b>0,077 %</b>
Capacidad de transporte	<b>26,385 MW·km</b>
Potencia máx. de transporte	<b>144,97 MW</b>
Intensidad adm. cortocircuito	<b>10.10 KA (t = 0,5 seg)</b>

#### 2.2.1.4 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción

De acuerdo con las condiciones de diseño de la línea en una zona completamente nueva para su urbanización y teniendo en cuenta las condiciones del tipo de cable utilizado según el fabricante, las probabilidades de transferencia de tensión al exterior son mínimas. No obstante conviene tener en cuenta lo siguiente:

- Serán conectadas a tierra tanto la pantalla como la cubierta metálica del conductor.
- Las zanjas disponen de una profundidad estipuladas por la compañía suministradora de energía, y todas ellas serán de nueva realización y siendo tenidas en cuenta para posteriores instalaciones como servicio de telecomunicaciones, etc.
- En el caso de que en su trazado, la zanja para el tendido del cable de MT, encuentre en su cercanía la cimentación de alguna farola o transporte de comunicaciones, se tenderá el cable a una distancia mínima de 50 cm. Si esta distancia no se puede cumplir, se utilizará una protección mecánica de resistencia adecuada, prolongada a 50 cm a ambos lados de los cantos descubiertos en el sentido longitudinal de la zanja.

### 2.2.2. LSMT CENTRO DE REPARTO – CENTRO DE TRANSFORMACIÓN ABONADO



#### Ver Plano 20

La longitud de la línea desde el Centro de Reparto (CR) hasta el punto del Centro de Transformación de abonado es de 360 metros. Por tanto la longitud total de la línea subterránea de media tensión será de 360 metros. Las necesidades de potencia responden a la demanda del Centro de Transformación de abonado que es de 630 KVA. Por lo tanto los cálculos se harán respecto a una previsión de potencia de 630 KVA. El CMR realiza las funciones de maniobra y reparto enlazando la línea de acometida con el anillo de media tensión y el centro de transformación de abonado.

#### 2.2.2.1 Criterios para la determinación de la sección

Para la determinación de la sección de los conductores, es preciso realizar un cálculo en base a las tres consideraciones siguientes:

1. Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente
2. Caída de tensión
3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado

La corriente máxima permanente que el cable debe transportar se determinará en función de la potencia a transmitir (630 KVA) y la tensión nominal de la línea (20 KV).

### 2.2.2.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible

$$I = \frac{S(KVA)}{\sqrt{3} \times 20} = I = \frac{630}{\sqrt{3} \times 20} = 18,18 \text{ A}$$

La acometida cumple con las condiciones de instalación tipo, es decir una terna de cables unipolares enterrados en toda su longitud en una zanja de un metro de profundidad en terreno de 1,5 k.m/W y temperatura ambiente del terreno de 25°C siendo el único factor de corrección utilizado el de agrupación de cables.

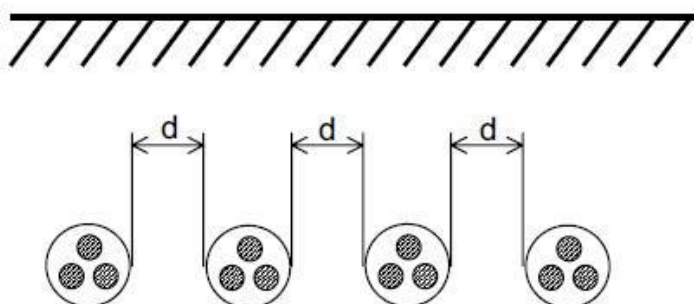
En las tablas siguientes se indican la sección en función de las intensidades máximas admisibles y los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternas de cables unipolares y la distancia entre ternas o cables tripolares según la ITC – LAT 06 del REBT.

**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



f.d.c (Kt) = 0.78 Agrupación de tres ternos de cables a 0.4 metros de separación.

$$I_{\text{máx. tabla}} = \left( \frac{18,18}{0,78} \right) = 23,3 \text{ A}$$

Selecciono una sección de 150 mm<sup>2</sup> que admite una intensidad de

$$275 \text{ (A)} \times K_t (0.78) = 214,5 \text{ (A)}$$

I adm. > I máx.

$$214,5 \text{ (A)} > 23,3 \text{ (A)}$$

**SE CUMPLE**

- Densidad de corriente:

La densidad de corriente que circulará por el conductor escogido para la L.S.M.T. será de:

$$\delta = \frac{23,3}{150} = 0,155 \text{ A/mm}^2$$

Siendo S = sección del conductor



### 2.2.2.1.2 Criterio de caída de tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Donde los valores de R y X los obtengo de la siguiente tabla:

**Tabla 2a**  
**Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)**

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

Para una sección de 150 mm<sup>2</sup>

En nuestro caso tendremos:

- I = 23,3 A
- X = 0,112 Ω/km
- R = 0,277 Ω/km
- Cos φ = 0,9
- Sen φ = 0,435
- L = 360 m (0,36 Km)
- U = 20000 V

Por tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} * 23,3 * 0,36 * (0,277 * 0,9 + 0,112 * 0,435) = 4,329 V$$

$$\Delta U\% = \left( \frac{\Delta U}{U} \right) * 100 = \frac{4,329}{20000} * 100 = 0,02164 \% < 5\%$$

**SE CUMPLE**

### 2.2.2.1.3 Criterio de Intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores

En la siguiente tabla se indica la intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20 18/30	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
		240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,61	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA  
(Incremento de temperatura 160 θ en °C)

Estas intensidades se han calculado partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105 °C y como temperatura final la de cortocircuito > 250 °C. La diferencia entre ambas temperaturas es Δθ.

En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). En estas condiciones

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{3}}$$

Dónde:

- I = Corriente de cortocircuito, en amperios.
- S = Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.
- K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al Inicio y final del cortocircuito.
- t = Duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de t distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de intensidad tabulado para t = 1s.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a un incremento Δθ ' de temperatura distinto del tabulado Δθ =160 °C, basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección:

$$F = \sqrt{\frac{\Delta\theta'}{\Delta\theta}}$$

TIPO DE AISLAMIENTO	TENSION (KV)	Incremento de temperatura $160\theta$ en $k$	Duración del cortocircuito (s)								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HERP	12/20	160	289	213	172	133	94	77	66	59	54

Densidad de corriente del conductor, en A/mm<sup>2</sup>

TIPO DE AISLAMIENTO	TENSION (KV)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Duración del cortocircuito (s)								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HERP	12/20	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
	18/30	240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,61	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA  
(Incremento de temperatura  $160\theta$  en °C)

Para comprobar que la sección elegida, puede soportar la intensidad de cortocircuito que se pueda presentar, hay que partir de la potencia de cortocircuito máxima posible por la configuración de la red.

Iberdrola establece esta potencia en el entronque realizado en el CT existente, es decir donde comienza la línea subterránea de M.T., que es de **Pcc = 350 MVA**, para la tensión **U=20KV**, con lo que tendremos una intensidad de cortocircuito de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{350}{\sqrt{3} \times 20} = 10.1039 \text{ KA}$$

$$\theta = \frac{10,1039 \times (10^3)}{150} = 67,36 \text{ A/mm}^2$$

El tiempo de duración del cortocircuito se establece en 0,5 segundos, que equivale al tiempo de actuación de los elementos de protección, por tanto, el conductor elegido puede soportar la intensidad de cortocircuito que pueda producirse.

De la tabla anterior vemos que para una duración del cortocircuito de 0,5 segundos, un cable de aislamiento HEPR 240 mm<sup>2</sup>, que soporta una densidad de corriente de **133 A/mm<sup>2</sup>**, soportará una intensidad de corriente de **19,9 kA**, muy superior a la intensidad de cortocircuito, con lo que queda comprobada la eficiencia del cable contra las corrientes de cortocircuito.

#### 2.2.2.2. Otras características eléctricas

##### 2.2.2.2.1. Capacidad de transporte de la línea

$$P \times L = \frac{U^2}{100 \times (R + X \tan \phi)} \times \Delta U_{\max} = \frac{20^2}{100 \times (0,112 + 0,277 \times 0,484)} \times 5 = 81,25 \text{ MW} \times \text{km}$$

##### 2.2.2.2.2. Potencia máxima de transporte

$$P = \frac{P \times L}{L} = \frac{81,25}{0,36} = 225,69 \text{ MW}$$

#### 2.2.2.3. Tablas resultado de cálculos

#### CENTRO DE REPARTO. CENTRO DE TRANSFORMACION ABONADO

Tipo de conductor	<b>HEPRZ1 12/20 kV 3(1x240 mm<sup>2</sup>) Al</b>
Intensidad de corriente	<b>23,3 A</b>
Densidad de corriente	<b>67,36 A/mm<sup>2</sup></b>
Resistencia	<b>0,112 Ω/km</b>
Reactancia	<b>0,277 Ω/km</b>
Longitud	<b>360 m</b>
Caída de tensión	<b>4,329 V</b>
% Caída de tensión	<b>0,077 %</b>

Capacidad de transporte	<b>81,25 MW·km</b>
Potencia máx. de transporte	<b>225,69 MW</b>
Intensidad adm. cortocircuito	<b>10.10 KA (t = 0,5 seg)</b>

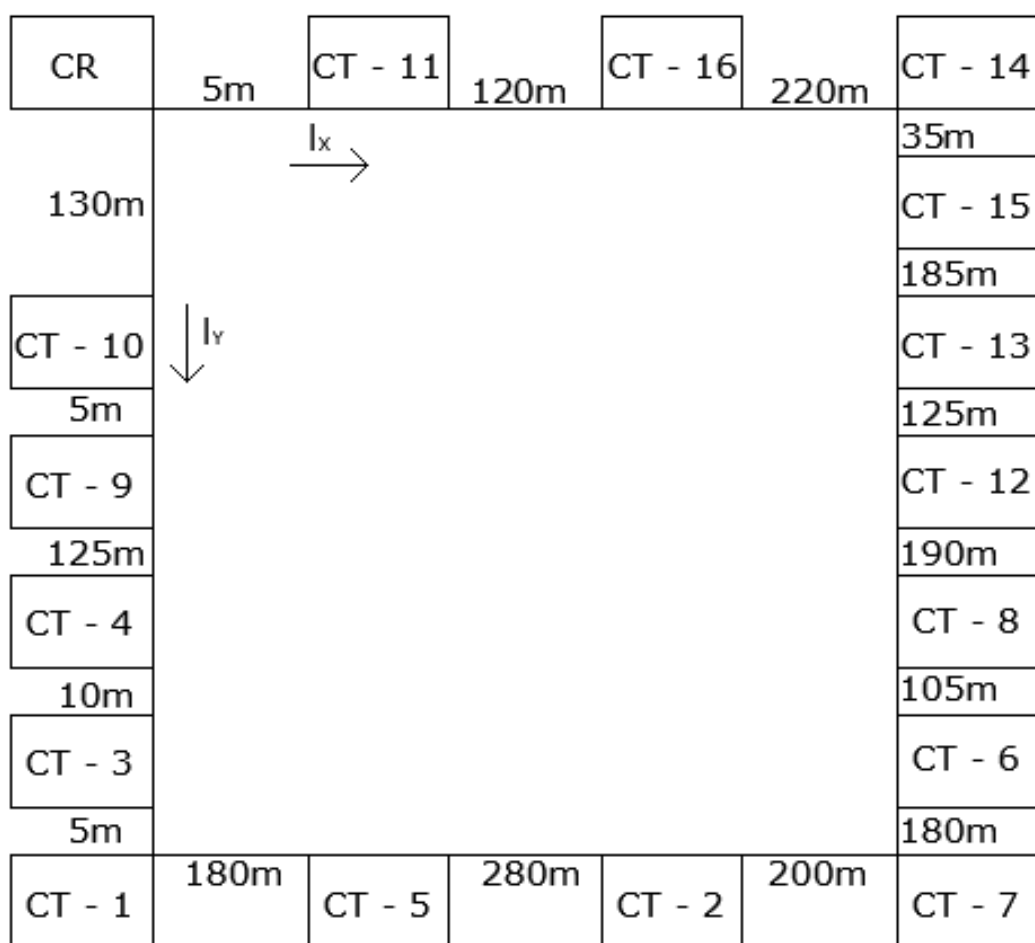
#### **2.2.2.4 Análisis de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos y estudio de las formas de eliminación o reducción**

De acuerdo con las condiciones de diseño de la línea en una zona completamente nueva para su urbanización y teniendo en cuenta las condiciones del tipo de cable utilizado según el fabricante, las probabilidades de transferencia de tensión al exterior son mínimas. No obstante conviene tener en cuenta lo siguiente:

- Serán conectadas a tierra tanto la pantalla como la cubierta metálica del conductor.
- Las zanjas disponen de una profundidad estipuladas por la compañía suministradora de energía, y todas ellas serán de nueva realización y siendo tenidas en cuenta para posteriores instalaciones como servicio de telecomunicaciones, etc.
- En el caso de que en su trazado, la zanja para el tendido del cable de MT, encuentre en su cercanía la cimentación de alguna farola o transporte de comunicaciones, se tenderá el cable a una distancia mínima de 50 cm. Si esta distancia no se puede cumplir, se utilizará una protección mecánica de resistencia adecuada, prolongada a 50 cm a ambos lados de los cantos descubiertos en el sentido longitudinal de la zanja.

#### **2.2.3 CÁLCULO DEL ANILLO DE MEDIA TENSIÓN**

La línea subterránea de media tensión alimentará a los centros de transformación dispuestos en la siguiente configuración en anillo desde el centro de reparto.



**Ver Plano 20**

### 2.2.3.1 Criterios para la determinación de la sección

Para la determinación de la sección de los conductores, es preciso realizar un cálculo en base a las tres consideraciones siguientes:

1. Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente
2. Caída de tensión
3. Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado

### 2.2.3.1.1 Criterio de la sección por intensidad máxima admisible

- Intensidad de corriente:

Las condiciones de instalación del conductor serán:

- Terna de cables unipolares.
- Directamente enterrado.
- Profundidad de instalación 1 metro.
- Resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.
- Temperatura del terreno de 25°C.

El anillo de media tensión está formado por 16 centros de transformación siendo uno de ellos el centro de reparto.

CT N°	S (KVA)
1	400
2	400
3	400
4	400
5	400
6	400
7	400
8	400
9	400
10	400
11-CR	400
12	400
13	400
14	400
15	400
16	400

La longitud total del anillo de media tensión es de  $L = 2.100 \text{ m}$

La intensidad a considerar en cada uno de los transformadores a efectos de cálculo en una LSMT en anillo será de:

$$I = \frac{S(KVA)}{\sqrt{3} \times U(KV)} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 20} = 11,54 \text{ A}$$

$$\cos^{-1} 0,9 = 25,84^\circ \rightarrow \text{Carga inductiva} \rightarrow \varphi = -25,84^\circ$$

$$I = 11,54 \angle -25,84^\circ = 10,38 - j5,03 \text{ A}$$

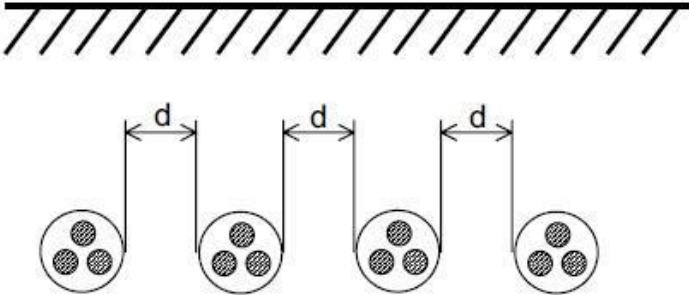
En las tablas siguientes se indican la sección en función de las intensidades máximas admisibles y los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o de ternas de cables unipolares y la distancia entre ternas o cables tripolares según la ITC – LAT 06 del REBT.

**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

**Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares**

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-





Al transcurrir por una misma zanja hasta 3 ternas de cables unipolares en el caso más desfavorable, distanciadas entre sí 0.2 m, aplicaremos de acuerdo con la tabla 10 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión ITC-LAT 06 un factor de corrección de 0.73, por tanto la intensidad a considerar, en el caso de la alimentación por uno de los extremos será:

$$I_{\max} = \sum I$$

$$I_{\max} = 16 \times (10.38 - j5.03) = 166,08 - j80,48 \text{ (A)} = 184,55 \angle -25,85^\circ$$

Aplicando los factores de corrección nos queda:

f.d.c (Kt) = 0,73 Agrupación de tres cables a 0.2 metros de separación.

$$I = \frac{184,55}{0.73} = 252,8 \text{ (A)}$$

Como el modelo de conductor es AL EPROTENAX H COMPACT, elegimos HEPR. Para una sección del conductor de 240 mm<sup>2</sup>, con HEPR, tendremos según la tabla una intensidad admisible de 365 A, se puede comprobar cómo multiplicando por el factor de corrección de 0,73 se nos queda por encima de la intensidad calculada para la línea, por lo que nos vale.

$$365 \text{ (A)} \times Kt (0.73) = 266,45 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{adm.}} > I_{\text{max}}$$

$$266,45 \text{ (A)} > 252,8 \text{ (A)}$$

Válido

- Densidad de corriente:

La densidad de corriente que circulará por el conductor escogido para la L.S.M.T. será de:

$$\partial = \frac{I}{S} = \frac{252,8}{240} = 1,053 \text{ A / mm}^2$$

Siendo S = sección del conductor

### 2.2.3.1.2 Criterio de Caída de Tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Donde los valores de R y X los obtengo de la siguiente tabla:

**Tabla 2a**  
**Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)**

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

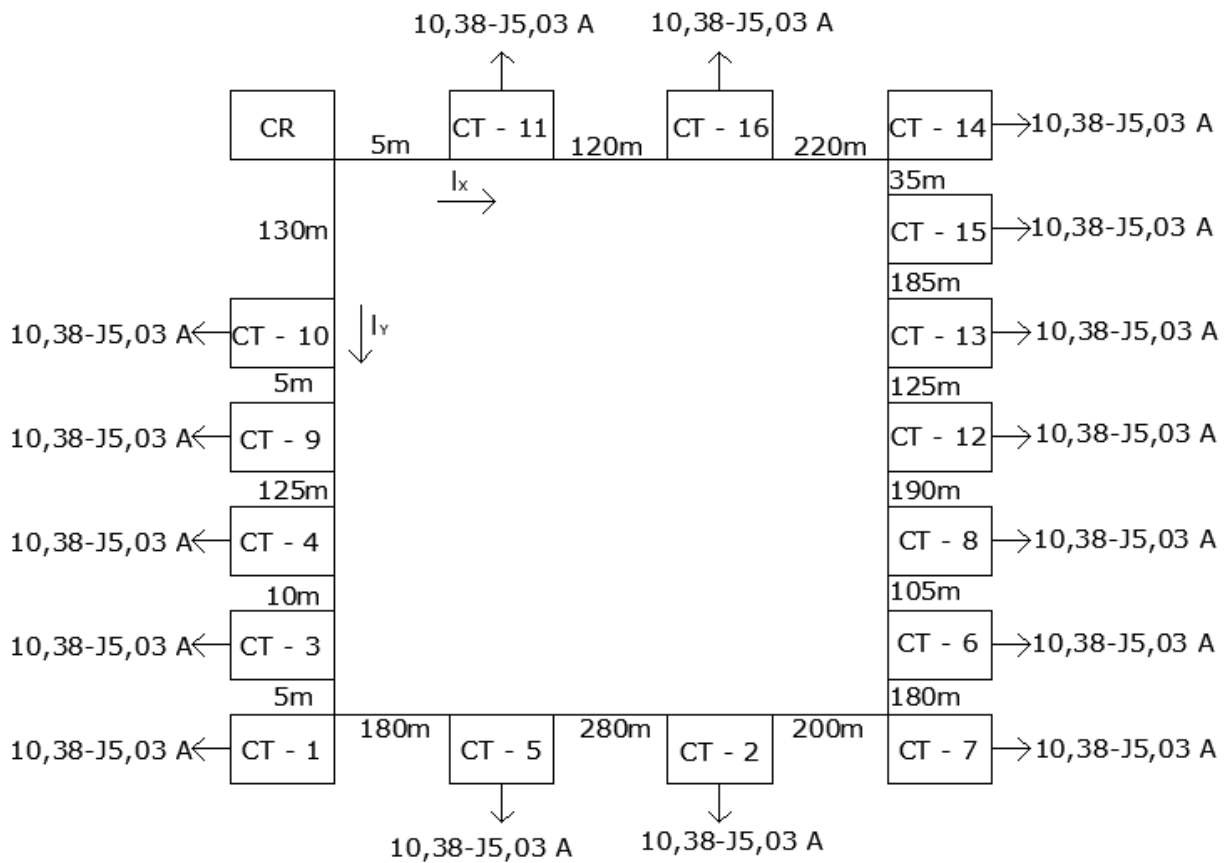
Para una sección de 240 mm<sup>2</sup>

$$R = 0,169 \, \Omega/\text{km} \quad X = 0,105 \, \Omega/\text{km}$$

En nuestro caso tendremos:

- I = 11.54 A
- X = 0,169 Ω/km
- R = 0,105 Ω/km
- Cos φ = 0,9
- Sen φ = 0,435
- L = 2.100 m (2,1 Km)

Una vez calculada la corriente absorbida en cada punto obtenemos el siguiente esquema de distribución de carga



### Cálculo del punto de mínima tensión:

Para calcular el punto de mínima tensión procederé a determinar las corrientes por los extremos  $I_x$  e  $I_y$  a partir de las siguientes expresiones:

$$I_x = \sum I - I_y \quad I_y = \frac{\sum (Z \times I)}{Z_T}$$

$$\sum I = 16 \times (10.38 - 5.03j) = 166,08 - j80,48 \text{ A}$$

$$Z = (R + Xj) = 0,105 + 0.169 j \Omega / \text{km}$$

R: resistencia a 105°C según norma Iberdrola 0,105  $\Omega$  /km.

X: reactancia por fase según norma de Iberdrola 0,169  $\Omega$  /km.

Considerando el Centro de Reparto (CR) como el punto de referencia para el origen de los cálculos determino las impedancias con respecto al origen usando la siguiente expresión:

$$Z=(R+Xj) \times L$$

$$Z_{CR-CT11} = (0,105 + j 0,169) \times 0,005 = 0,00052 + j0,00084 = 0,000945 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT16} = (0,105 + j 0,169) \times 0,125 = 0,0131 + j0,0211 = 0,0248 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT14} = (0,105 + j 0,169) \times 0,345 = 0,0357 + j0,05746 = 0,0676 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT15} = (0,105 + j 0,169) \times 0,38 = 0,0399 + j0,06422 = 0,0756 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT13} = (0,105 + j 0,169) \times 0,565 = 0,0593 + j0,0955 = 0,1124 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT12} = (0,105 + j 0,169) \times 0,69 = 0,07245 + j0,1166 = 0,1373 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT8} = (0,105 + j 0,169) \times 0,88 = 0,0924 + j0,1487 = 0,175 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT6} = (0,105 + j 0,169) \times 0,985 = 0,1034 + j0,1664 = 0,1959 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT7} = (0,105 + j 0,169) \times 1,165 = 0,1223 + j0,1968 = 0,2318 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT2} = (0,105 + j 0,169) \times 1,365 = 0,1433 + j0,2306 = 0,2705 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT5} = (0,105 + j 0,169) \times 1,645 = 0,1727 + j0,278 = 0,3273 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT1} = (0,105 + j 0,169) \times 1,825 = 0,1916 + j0,3084 = 0,3631 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT3} = (0,105 + j 0,169) \times 1,83 = 0,1921 + j0,3093 = 0,3641 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT4} = (0,105 + j 0,169) \times 1,84 = 0,1932 + j0,3109 = 0,3661 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT9} = (0,105 + j 0,169) \times 1,965 = 0,2063 + j0,3321 = 0,3909 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CT10} = (0,105 + j 0,169) \times 1,97 = 0,2068 + j0,333 = 0,3919 \angle 58,14^\circ \Omega$$

$$Z_{CR-CR} = (0,105 + j 0,169) \times 2,1 = 0,2205 + j0,3549 = 0,4178 \angle 58,14^\circ \Omega$$

TRAMO	LONGITUD (km)	Z =(R+jX)×L (Ω)
(CR) – CT11	0,005	0,00052+j0,00084
(CR) – CT16	0,125	0,0131 + j0,0211
(CR) – CT14	0,345	0,0357 + j0,05746
(CR) – CT15	0,380	0,0399 + j0,06422
(CR) – CT13	0,565	0,0593 + j0,0955
(CR) – CT12	0,690	0,07245 + j0,1166
(CR) – CT8	0,880	0,0924 + j0,1487
(CR) – CT6	0,985	0,1034 + j0,1664
(CR) – CT7	1,165	0,1223 + j0,1968
(CR) – CT2	1,365	0,1433 + j0,2306
(CR) – CT5	1,645	0,1727 + j0,278
(CR) – CT1	1,825	0,1916 + j0,3084
(CR) – CT3	1,830	0,1921 + j0,3093
(CR) – CT4	1,840	0,1932 + j0,3109
CT11(CR) – CT9	1,965	0,2063 + j0,3321
CT11(CR) – CT10	1,970	0,2068 + j0,333
CT11(CR) – CT11(CR)	2,100	0,2205 + j0,3549

Valores de impedancia desde el origen

A continuación procedo a calcular los valores de la impedancia por tramos:

$$Z=(R+Xj) \times L$$

$$\begin{aligned} Z_{CR-CT11} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,005 = 0,00052 + j0,00084 = 0,000945 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT11-CT16} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,120 = 0,0126 + j0,02028 = 0,0238 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT16-CT14} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,220 = 0,0231 + j0,03718 = 0,0437 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT14-CT15} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,035 = 0,0036 + j0,0059 = 0,00696 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT15-CT13} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,185 = 0,0194 + j0,0312 = 0,0368 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT13-CT12} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,125 = 0,01312 + j0,02112 = 0,0248 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT12-CT8} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,190 = 0,01995 + j0,03211 = 0,0378 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT8-CT6} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,105 = 0,01103 + j0,01774 = 0,02089 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT6-CT7} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,180 = 0,0189 + j0,03042 = 0,03581 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT7-CT2} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,200 = 0,021 + j0,0338 = 0,03979 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT2-CT5} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,280 = 0,0294 + j0,0473 = 0,0557 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT5-CT1} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,180 = 0,0189 + j0,03042 = 0,03581 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT1-CT3} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,005 = 0,00052 + j0,00084 = 0,000945 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT3-CT4} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,010 = 0,0011 + j0,0017 = 0,0019 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT4-CT9} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,125 = 0,01312 + j0,02112 = 0,0248 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT9-CT10} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,005 = 0,00052 + j0,00084 = 0,000945 \angle 58,14^\circ \Omega \\ Z_{CT10-CR,CT11} &= (0,105 + j 0,169) \times 0,130 = 0,0136 + j0,0219 = 0,0258 \angle 58,14^\circ \Omega \end{aligned}$$

TRAMO	LONGITUD (km)	Z =(R+jX)×L (Ω)
(CR) - CT11	0,005	0,00052 + j0,00084
CT11 – CT16	0,120	0,0126 + j0,02028
CT16 – CT14	0,220	0,0231 + j0,03718
CT14 – CT15	0,035	0,0036 + j0,0059
CT15 – CT13	0,185	0,0194 + j0,0312
CT13 – CT12	0,125	0,01312 + j0,02112
CT12 – CT8	0,190	0,01995 + j0,03211
CT8 – CT6	0,105	0,01103 + j0,01774
CT6 – CT7	0,180	0,0189 + j0,03042
CT7 – CT2	0,200	0,021 + j0,0338
CT2 – CT5	0,280	0,0294 + j0,0473
CT5 – CT1	0,180	0,0189 + j0,03042
CT1 – CT3	0,005	0,00052+j0,00084
CT3 – CT4	0,010	0,0011 + j0,0017
CT4 – CT9	0,125	0,01312 + j0,02112
CT9 – CT10	0,005	0,00052+j0,00084
CT10 – CT11(CR)	0,130	0,0136 + j0,0219

Valores de impedancia por tramos

Utilizando la expresión anterior y sustituyendo valores calculo el valor de  $I_y$ :

$$I_x = \sum I - I_y \quad I_y = \frac{\sum(Z \times I)}{Z_T}$$

$$\begin{aligned} \sum(Z \times I) = & Z_{CR-CT11} * I_{CT11} + Z_{CR-CT16} * I_{CT16} + Z_{CR-CT14} * I_{CT14} + Z_{CR-CT15} * I_{CT15} \\ & + Z_{CR-CT13} * I_{CT13} + Z_{CR-CT12} * I_{CT12} + Z_{CR-CT8} * I_{CT8} + Z_{CR-CT6} \\ & * I_{CT6} + Z_{CR-CT7} * I_{CT7} + Z_{CR-CT2} * I_{CT2} + Z_{CR-CT5} * I_{CT5} + Z_{CR-CT1} \\ & * I_{CT1} + Z_{CR-CT3} * I_{CT3} + Z_{CR-CT4} * I_{CT4} + Z_{CR-CT9} * I_{CT9} + Z_{CR-CT10} \\ & * I_{CT10} \end{aligned}$$

Como todos los transformadores tienen la misma Potencia, 400 KVA, y por lo tanto la misma intensidad, la expresión anterior se puede simplificar del siguiente modo:

$$\begin{aligned} \sum(Z \times I) = & I_{CT} * (Z_{CR-CT11} + Z_{CR-CT16} + Z_{CR-CT14} + Z_{CR-CT15} + Z_{CR-CT13} \\ & + Z_{CR-CT12} + Z_{CR-CT8} + Z_{CR-CT6} + Z_{CR-CT7} + Z_{CR-CT2} + Z_{CR-CT5} \\ & + Z_{CR-CT1} + Z_{CR-CT3} + Z_{CR-CT4} + Z_{CR-CT9} + Z_{CR-CT10}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum(Z \times I) = & (10,38 - j5,03) * (0,00052 + j0,00084 + 0,0126 + j0,02028 + 0,0357 + \\ & j0,05746 + 0,03937 + j0,06337 + 0,0588 + j0,09464 + 0,07193 + j0,11576 + 0,09187 + \\ & j0,14787 + 0,1029 + j0,1656 + 0,1218 + j0,1960 + 0,1428 + j0,2298 + 0,1722 + \\ & j0,2771 + 0,1911 + j0,3076 + 0,1916 + j0,3084 + 0,1926 + j0,3101 + 0,2058 + \\ & j0,3312 + 0,2063 + j0,3321 + 0,2199 + j0,3540) = 38,02 + j24,03 \Omega \times A \end{aligned}$$

$$Z_T = (0,105 + j0,169) * 2,095 = 0,21997 + j3541 \Omega$$

El valor de  $I_y$  quedará de la siguiente forma:

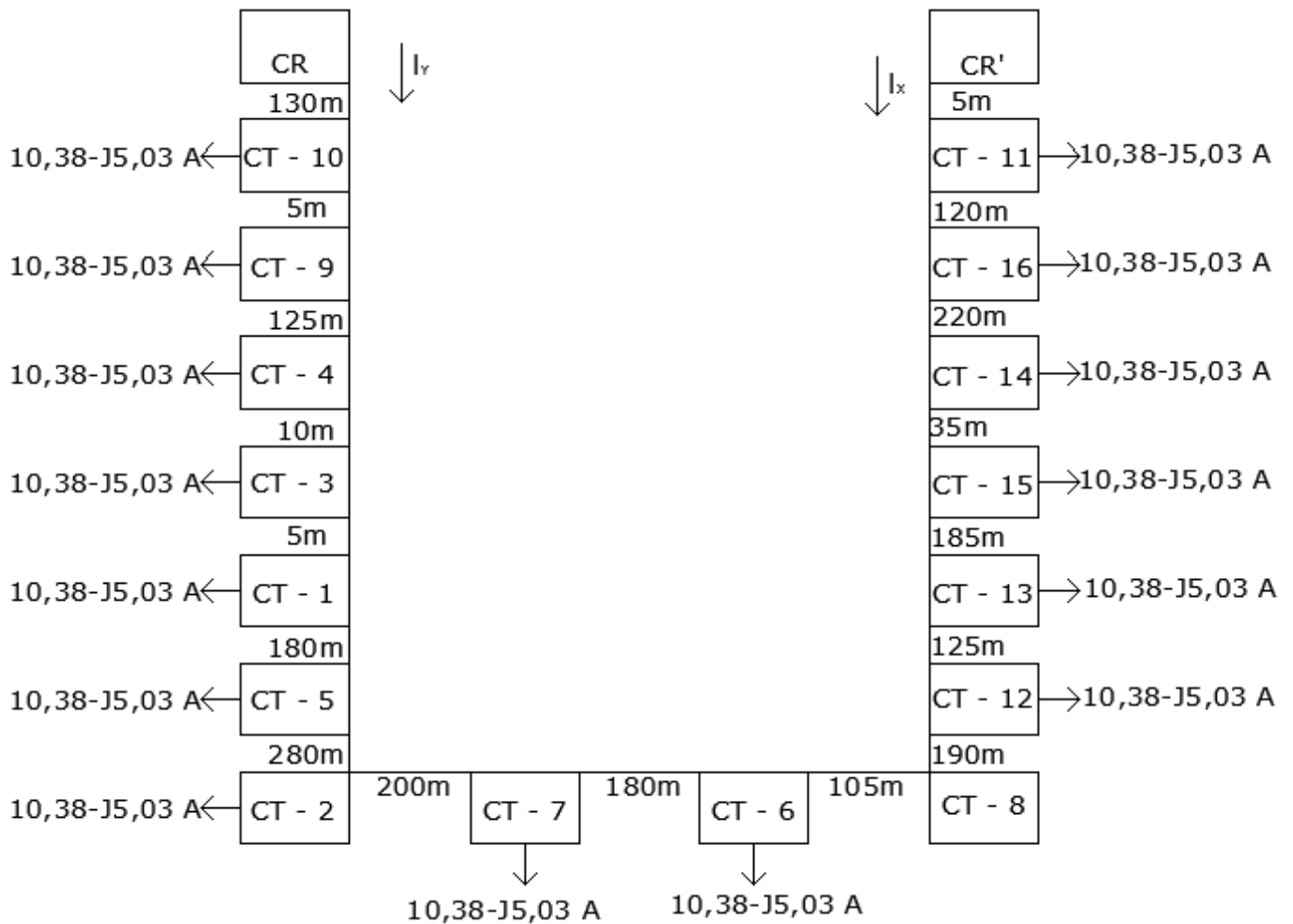
$$I_y = \frac{38,02 + j24,03}{0,21997 + j3541} = 97,1 - j47,05 A$$

Procedo de igual manera para el cálculo de  $I_x$ :

$$I_x = \sum I - I_y$$

$$I_x = (166,08 - j80,48) - (97,1 - j47,05) = 68,98 - j33,43 A$$

Abrimos el anillo para localizar el punto e mínima tensión obteniendo el siguiente esquema equivalente:



$$\begin{aligned}
 I_{CR'-CT11} &= I_X = 68,98 - j33,43 \text{ A} \\
 I_{CT11-CT16} &= I_X - I_{CT11} = (68,98 - j33,43) - (10,38 - j5,03) = 58,6 - j28,4 \text{ A} \\
 I_{CT16-CT14} &= I_{CT11-CT16} - I_{CT16} = (58,6 - j28,4) - (10,38 - j5,03) = 48,22 - j23,37 \text{ A} \\
 I_{CT14-CT15} &= I_{CT16-CT14} - I_{CT14} = (48,22 - j23,37) - (10,38 - j5,03) = 37,84 - j18,34 \text{ A} \\
 I_{CT15-CT13} &= I_{CT14-CT15} - I_{CT15} = (37,84 - j18,34) - (10,38 - j5,03) = 27,46 - j13,31 \text{ A} \\
 I_{CT13-CT12} &= I_{CT15-CT13} - I_{CT13} = (27,46 - j13,31) - (10,38 - j5,03) = 17,08 - j8,28 \text{ A} \\
 I_{CT12-CT8} &= I_{CT13-CT12} - I_{CT12} = (17,08 - j8,28) - (10,38 - j5,03) = 6,7 - j3,25 \text{ A} \\
 I_{CT8-CT6} &= I_{CT12-CT8} - I_{CT18} = (6,7 - j3,25) - (10,38 - j5,03) = \mathbf{-3,68 + j1,78 \text{ A}}
 \end{aligned}$$

Cambia el signo de la componente activa y por tanto el sentido de la corriente.

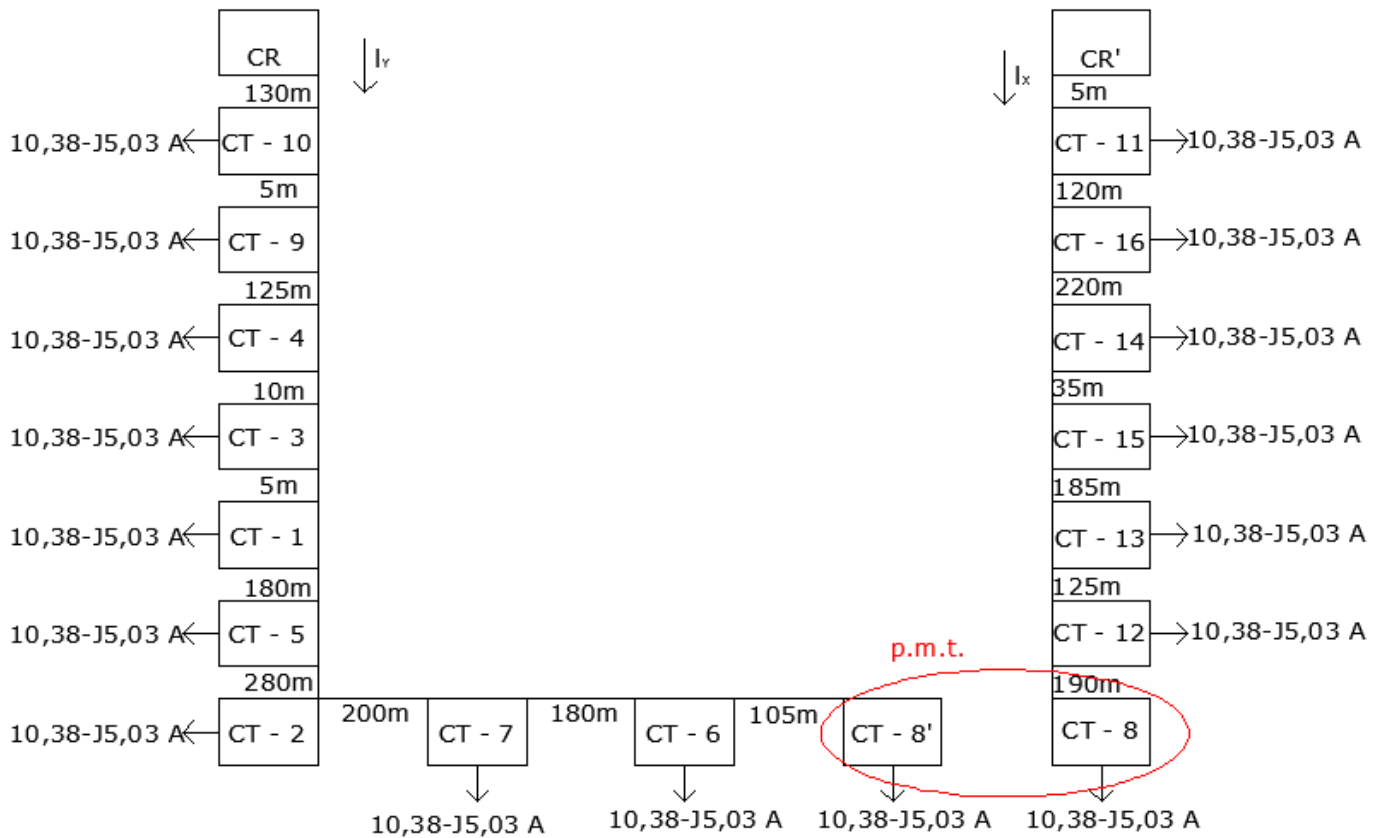
$$\begin{aligned}
 I_{CR-CT10} &= I_Y = 97,1 - j47,05 \text{ A} \\
 I_{CT10-CT9} &= I_X - I_{CT10} = (97,1 - j47,05) - (10,38 - j5,03) = 86,72 - j42,02 \text{ A} \\
 I_{CT9-CT4} &= I_{CT10-CT9} - I_{CT9} = (86,72 - j42,02) - (10,38 - j5,03) = 76,34 - j36,99 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
I_{CT4-CT3} &= I_{CT9-CT4} - I_{CT4} = (76,34 - j36,99) - (10,38 - j5,03) = 65,96 - j31,96 \text{ A} \\
I_{CT3-CT1} &= I_{CT4-CT3} - I_{CT3} = (65,96 - j31,96) - (10,38 - j5,03) = 55,58 - j26,93 \text{ A} \\
I_{CT1-CT5} &= I_{CT3-CT1} - I_{CT1} = (55,58 - j26,93) - (10,38 - j5,03) = 45,2 - j21,9 \text{ A} \\
I_{CT5-CT2} &= I_{CT1-CT5} - I_{CT5} = (45,2 - j21,9) - (10,38 - j5,03) = 34,82 - j16,87 \text{ A} \\
I_{CT2-CT7} &= I_{CT5-CT2} - I_{CT2} = (34,82 - j16,87) - (10,38 - j5,03) = 24,44 - j11,84 \text{ A} \\
I_{CT7-CT6} &= I_{CT2-CT7} - I_{CT7} = (24,44 - j11,84) - (10,38 - j5,03) = 14,06 - j6,81 \text{ A}
\end{aligned}$$

TRAMO	INTENSIDADES DE CORRIENTE (A )
$I_{CR'-CT11} = I_X$	68,98 – j33,43
$I_{CT11-CT16}$	58,6 – j28,4
$I_{CT16-CT14}$	48,22 – j23,37
$I_{CT14-CT15}$	37,84 – j18,34
$I_{CT15-CT13}$	27,46 – j13,31
$I_{CT13-CT12}$	17,08 – j8,28
$I_{CT12-CT8}$	6,7 – j3,25
$I_{CT8-CT6}$	<b>-3,68 + j1,78</b>
$I_{CT7-CT6}$	14,06 – j6,81
$I_{CT2-CT7}$	24,44 – j11,84
$I_{CT5-CT2}$	34,82 – j16,87
$I_{CT1-CT5}$	45,2 – j21,9
$I_{CT3-CT1}$	55,58 – j26,93
$I_{CT4-CT3}$	65,96 – j31,96
$I_{CT9-CT4}$	76,34 – j36,99
$I_{CT10-CT9}$	86,72 – j42,02
$I_{CR-CT10} = I_Y$	97,1 – j47,05

En el tramo (**ICT8 – CT6**) se produce un cambio de signo en la forma binómica por lo tanto podemos decir que hemos encontrado el punto de mínima tensión y podemos establecer la apertura de la línea, utilizando por tanto el circuito equivalente representado en la figura siguiente para realizar dicho cálculo:



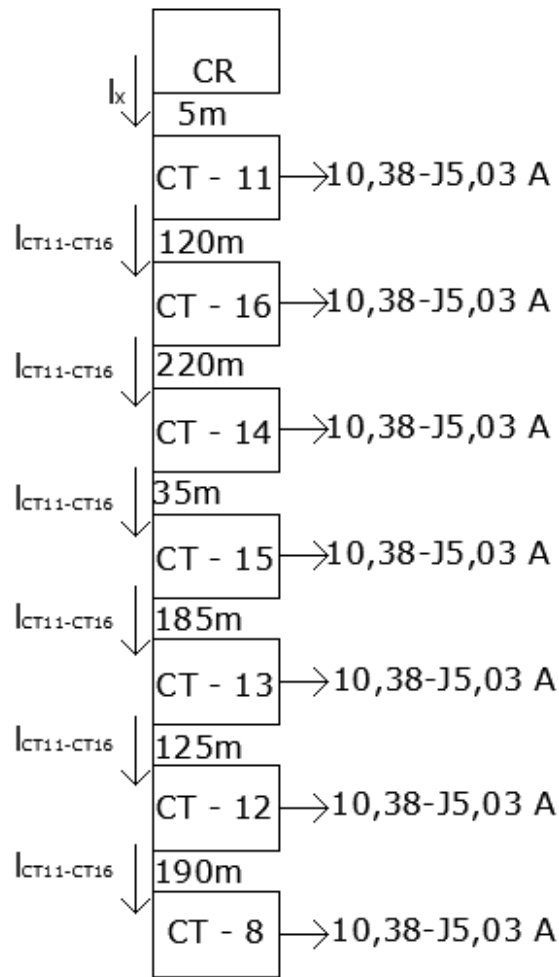


La expresión que emplearemos para el cálculo de la caída de tensión es:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times Z \times I$$

Como la caída de tensión es la misma para ambo sentidos, es decir,  $\Delta U_{CR-CT8} \approx \Delta U_{CT8-CR}$ , vamos a realizar el cálculo de  $\Delta U_{CR-CT8}$  ya que su recorrido es más corto y fácil de calcular

### Tramo CR –CT8



$$\Delta U = \sqrt{3} \times [(Z_{CR-CT11} * I_x) + (Z_{CT11-CT16} * I_{CT11-CT16}) + (Z_{CT16-CT14} * I_{CT16-CT14}) + (Z_{CT14-CT15} * I_{CT14-CT15}) + (Z_{CT15-CT13} * I_{CT15-CT13}) + (Z_{CT13-CT12} * I_{CT13-CT12}) + (Z_{CT12-CT8} * I_{CT12-CT8})]$$

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \times [(0,00052 + j0,00084) * (68,98 - j33,43)) \\ &\quad + ((0,0126 + j0,02028) * (58,6 - j28,4)) \\ &\quad + ((0,0231 + j0,03718) * (48,22 - j23,37)) \\ &\quad + ((0,0036 + j0,0059) * (37,84 - j18,34)) \\ &\quad + ((0,0194 + j0,0312) * (27,46 - j13,31)) \\ &\quad + ((0,01312 + j0,02112) * (17,08 - j8,28)) \\ &\quad + ((0,01995 + j0,03211) * (6,7 - j3,25))] = \\ &= 10,5713 + j1,126 = 10,63 \angle 6,08^\circ V \end{aligned}$$

$$\Delta U\% = \frac{10,63}{20000} * 100 = 0,0531 < 5\%$$

### 2.2.3.1.3 Criterio de intensidad máxima admisible en cortocircuito en los conductores

En la siguiente tabla se indica la intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores, en función de los tiempos de duración del cortocircuito.

Tipo de Aislamiento	Tensión kV	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito t en s								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	12/20 18/30	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
		240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,61	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA  
(Incremento de temperatura 160 θ en °C)

Estas intensidades se han calculado partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105 °C y como temperatura final la de cortocircuito > 250 °C. La diferencia entre ambas temperaturas es Δθ.

En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). En estas condiciones

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{3}}$$

Dónde:

- I = Corriente de cortocircuito, en amperios.
- S = Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.
- K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al Inicio y final del cortocircuito.
- t = Duración del cortocircuito, en segundos.

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de t distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. K coincide con el valor de intensidad tabulado para t = 1s.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a un incremento Δθ' de temperatura distinto del tabulado Δθ = 160 °C, basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección:

$$F = \sqrt{\frac{\Delta\theta'}{\Delta\theta}}$$

TIPO DE AISLAMIENTO	TENSION (KV)	Incremento de temperatura $160\theta$ en $k$	Duración del cortocircuito (s)								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HERP	12/20	160	289	213	172	133	94	77	66	59	54

Densidad de corriente del conductor, en A/mm<sup>2</sup>

TIPO DE AISLAMIENTO	TENSION (KV)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Duración del cortocircuito (s)								
			0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HERP	12/20	150	44,7	31,9	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1
	18/30	240	71,5	51,1	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9
		400	119,2	85,2	68,8	53,2	37,61	30,8	26,4	23,6	21,6

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores, en kA  
(Incremento de temperatura  $160\theta$  en °C)

Para comprobar que la sección elegida, puede soportar la intensidad de cortocircuito que se pueda presentar, hay que partir de la potencia de cortocircuito máxima posible por la configuración de la red.

Iberdrola establece esta potencia en el entronque realizado en el CT existente, es decir donde comienza la línea subterránea de M.T., que es de **Pcc = 350 MVA**, para la tensión **U=20KV**, con lo que tendremos una intensidad de cortocircuito de:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{350}{\sqrt{3} \times 20} = 10.1039 \text{ KA}$$

$$\theta = \frac{10,1039 \times (10^3)}{150} = 67,36 \text{ A/mm}^2$$

$$67,36 < 133 \text{ A / mm}^2$$

VÁLIDO

### 2.2.3.2 Otras características eléctricas

#### 2.2.3.2.1 Capacidad de transporte de la línea

$$P \times L = \frac{U^2}{100 \times (R + X \operatorname{tg} \phi)} \times \Delta u \% = \frac{20^2}{100 \times (0.105 + 0.169 \times 0.484)} \times 5 = 107,07 \text{ MW / KM}$$

#### 2.2.3.2.2. Potencia máxima de transporte

$$P = \frac{P \times L}{L} = \frac{107,07}{2.1} = 50,98 \text{ MW}$$

### 2.2.3.3 Tablas resultado de cálculos

ANILLO DE MEDIA TENSION	
Tipo de conductor	HEPRZ1 12/20 kV 3(1x240 mm2) Al
Intensidad de corriente Ix	76,65A
Intensidad de corriente Iy	107,89 A
Densidad de corriente	1,03 A/mm2
Resistencia	0.105 Ω/km
Reactancia	0.169 Ω/km
Longitud	2.100 m
Caída de tensión	10.63 V
% Caída de tensión	0.0531 %
Capacidad de transporte	107,07 MW·km
Potencia máx. de transporte	50,98 MW
Intensidad adm. cortocircuito	10.10 KA (t = 0,5 seg)

## 2.2.4. CÁLCULO DEL TRAMO AÉREO DE MT

Vease detalle en plano 21.

### 2.2.4.1.- Cálculo eléctricos de la línea aérea

#### 2.2.4.1.1. Intensidad nominal de diseño

El cálculo de la intensidad nominal para el diseño de esta línea de alta tensión, objeto de este proyecto, se obtiene resolviendo la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} * U_0 * \cos\varphi}$$

- $I_n \equiv$  Intensidad nominal compuesta en A.
- $P \equiv$  Potencia activa transportada en KW.
- $U_0 \equiv$  Tensión compuesta en cabeza de línea expresada en KV.
- $\cos\varphi \equiv$  Factor de potencia.

La potencia aparente a alimentar es:

$$S = 7.030 \text{ KVA}$$

Consideraremos, para este proyecto, un factor de potencia de:

$$\cos\varphi = 0,9$$

De este factor de potencia obtenemos el ángulo de desfase entre la tensión y la intensidad. Este ángulo de desfase tiene como valor:

$$\varphi = \cos^{-1} 0,9 = 25,842^\circ$$

Aplicando estos valores obtendremos una potencia activa de:

$$P = S * \cos\varphi = 7.030 * 0,9 * 0,4 = 2530,8 \text{ KW}$$

La intensidad nominal para el diseño de este proyecto tendrá un valor de:

$$I_n = \frac{2530,8}{\sqrt{3} * 20 * 0,9} = 81,17 \text{ A}$$

#### 2.2.4.1.2. Densidad máxima de corriente

La densidad máxima de corriente admisible en régimen permanente para corriente alterna y frecuencia de 50 Hz se deduce de la tabla del art.22 del R.L.A.T.

Para el conductor aéreo denominado LA-56, utilizado en nuestro proyecto, dicho valor es:

$$\sigma = 3,7 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

Por lo tanto si su sección es de:

$$S = 54,6 \text{ mm}^2$$

Su intensidad máxima admisible será:

$$I_{LAmax} = \sigma * S = 3,7 * 54,6 = 202,02 \text{ A}$$

#### 2.2.4.1.3. Resistencia

Las pruebas realizadas, por el fabricante, al conductor LA-56 nos dicen que su resistencia óhmica por kilómetro tiene un valor:

$$R_{LA} = 0,61 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

La longitud de la línea aérea de alta tensión es:

$$L_{linea} = 50 \text{ m} = 0,05 \text{ Km}$$

Por lo que el valor de la resistencia total queda:

$$R_T = R_{LA} * L_{linea} = 0,05 * 0,61 = 0,0305 \Omega$$

#### 2.2.4.1.4. Reactancia aparente

La reactancia aparente de la línea viene expresada por la siguiente fórmula:

$$X_{LA} = 2\pi fL$$

- $X_{LA} \equiv$  Reactancia Aparente en  $\Omega/\text{Km}$ .
- $f \equiv$  Frecuencia de la red en Hz.
- $L \equiv$  Coeficiente de autoinducción en H/Km.

Para el cálculo del coeficiente de autoinducción “L” utilizamos la formula:

$$L = (0,5 + 4,605 * \log \frac{D}{R}) * 10^{-4}$$

- $L \equiv$  Coeficiente de autoinducción en H/Km.
- $D \equiv$  Separación media geométrica entre conductores en mm.
- $R \equiv$  Radio del conductor en mm.  $9,45/2 = 4,725 \text{ mm}$

La separación media geométrica entre conductores “D”, expresada en milímetros, viene determinada por:

$$D = \sqrt[3]{d_1 * d_2 * d_3}$$

- $D \equiv$  Separación media geométrica entre conductores en mm.
- $d_1 \equiv$  distancia entre el conductor situado en el exterior y el situado en el centro expresada en mm.
- $d_2 \equiv$  distancia entre el conductor situado en el exterior y el situado en el centro expresada en mm.
- $d_3 \equiv$  distancia entre conductores exteriores expresada en mm.

La cruceta que emplearé en el apoyo a diseñar, consideraré cruceta del tipo, Capa 1,5.

Por lo que las distancias anteriores quedan del siguiente modo:

$$d_1 = 1,5 \text{ m}$$

$$d_2 = 1,5 \text{ m}$$

$$d_3 = 3 \text{ m}$$

$$D = \sqrt[3]{1,5 * 1,5 * 3} = 1,889 \text{ m}$$

$$L = \left(0,5 + 4,605 * \log \frac{1,889}{4,725}\right) * 10^{-4} = 0,00125 \frac{\text{H}}{\text{Km}}$$

El valor de la reactancia aparente es por lo tanto de :

$$X_{LA} = 2 * \pi * f * L = 2 * \pi * 50 * 0,00125 = 0,3921 \Omega/\text{Km}$$



La reactancia aparente total de la línea aérea de alta tensión será:

$$X_{T-LA} = X_{LA} * L_{línea} = 0,3921 * 0,05 = 0,0196 \Omega$$

#### 2.2.4.1.5. Caída de tensión

La caída de tensión será función de la impedancia total de la línea, es decir, teniendo en cuenta su resistencia y su reactancia, pero sin considerar los efectos que producen la capacitancia y la perditancia en dicha línea.

Esta caída de tensión viene expresada por:

$$\Delta U_{LA} = I_n * L_{línea} * Z_{LA} = I_n * L_{línea} * (R_{LA} * \cos\varphi + X_{LA} * \sin\varphi)$$

Donde:

- $\Delta U_{LA} \equiv$  Caída de la tensión compuesta en el tramo de línea aérea en V.
- $I_n \equiv$  Intensidad nominal de la línea en A.
- $Z_{LA} \equiv$  Impedancia de la línea aérea en  $\Omega/\text{km}$ .
- $R_{LA} \equiv$  Resistencia por fase de la línea aérea en  $\Omega/\text{km}$ .
- $\varphi \equiv$  Angulo de desfase en grados sexagesimales.
- $L_{línea} \equiv$  Longitud de la línea aérea de alta tensión en Km.
- $X_{LA} \equiv$  Reactancia por fase en  $\Omega/\text{km}$ .
- 

Sustituyendo los datos en la formula, se obtiene una caída de tensión de valor:

$$\Delta U_{LA} = 202,93 * 0,05 * (0,61 * 0,9 + 0,3921 * 0,435) = 7,3 \text{ V}$$

La caída de tensión en tanto por ciento se obtiene utilizando la fórmula:

$$\Delta U_{LA} \% = \frac{P * L_{LINEA}}{10 * u_0^2 * \cos\varphi} * (R_{LA} * \cos\varphi + X_{LA} * \text{tg}\varphi) = \frac{P * L_{LINEA}}{10 * u_0^2} * (R_{LA} + X_{LA} * \text{tg}\varphi)$$

Donde:

- $\Delta U_{LA} \% \equiv$  Caída de la tensión compuesta del tramo de línea aérea en %.
- $P \equiv$  Potencia activa transportada en KW.
- $L_{LINEA} \equiv$  Longitud de la línea aérea de alta tensión en Km.
- $U_0 \equiv$  Tensión compuesta en cabeza del tramo de línea aérea expresada en KV.
- $R_{LA} \equiv$  Resistencia del conductor LA-56 en  $\Omega/\text{Km}$ .
- $\cos\varphi \equiv$  Factor de potencia.
- $X_{LA} \equiv$  Reactancia del conductor LA-56 en  $\Omega/\text{Km}$ .
- $\text{tg}\varphi \equiv$  Tangente del ángulo de desfase en grados sexagesimales.

Sustituyendo:

$$\Delta U_{LA} \% = \frac{6327 * 0,05}{10 * 20^2} * (0,61 + 0,3921 * 0,484) = 0,06\%$$

Debido a esta caída de tensión, la tensión inicial y final del tramo aéreo no coincidirán. Estas tensiones se obtienen de la siguiente forma:

$$U_l = U_0 - \Delta U_{LA}$$

- $U_0 \equiv$  Tensión compuesta en cabeza del tramo de línea aérea expresada en KV.
- $U_l \equiv$  Tensión compuesta de línea al final del tramo aéreo expresada en KV.
- $\Delta U_{LA} \equiv$  Caída de la tensión compuesta en el tramo de línea aérea en KV.

La tensión al final del tramo aéreo será de:

$$U_l = 20 - 0,0073 = 19,992 \text{ kV} \approx 20 \text{ kV}$$

Debido a la longitud de la línea, como se puede observar, la caída de tensión que se produce en la misma es insignificante.

#### 2.2.4.1.6. Potencia máxima a transportar

La potencia que puede transportar la línea aérea está limitada atendiendo a dos condiciones fundamentales:

1. La intensidad máxima admisible que puede soportar el conductor.
  2. Caída de tensión producida por en la línea. Esta dependerá de la longitud del tramo de línea, no debiendo exceder dicha caída de tensión del 5%.
- En función de la intensidad admisible:

La potencia máxima a transportar por el conductor LA-56 viene limitada por la intensidad máxima admisible que este puede soportar.

Para conocer dicha potencia utilizaremos:

$$P_{LAmax} = \sqrt{3} * U_0 * I_{LAmax} * \cos\varphi$$

- $P_{LAmax} \equiv$  Potencia máxima a transportar por el conductor LA-56 en KW.
- $U_0 \equiv$  Tensión compuesta en cabeza del tramo de línea aérea expresada en KV.
- $I_{LAmax} \equiv$  Intensidad máxima admisible por el conductor LA-56, medida en A.
- $\cos\varphi \equiv$  Factor de potencia.

La potencia máxima que nos permite transportar el LA-56 es:

$$P_{LAmax} = \sqrt{3} * 20 * 202,02 * 0,9 = 6298,36 \text{ kW}$$

Recordando que la potencia transportada en este proyecto era:

$$P = S * \cos\varphi = 7.030 * 0,9 = 6.327 * 0,4 = 2530,8 \text{ KW}$$

- $P \equiv$  Potencia activa transportada en KW.
- $S \equiv$  Potencia aparente expresada en KVA.

Como se puede apreciar, la potencia máxima que nos permite transportar el conductor:

$$6298,36 \text{ kW} > 2530,8 \text{ KW}$$

- En función de la caída de tensión

La caída de tensión máxima que nos permite la compañía es del 5%.

La potencia que puede transportar la línea dependiendo de la longitud y la caída de tensión producida la obtenemos resolviendo la formula:

$$P_{LAmax} = \frac{10 * U_0^2}{(R_{LA} + X_{LA} * tg\varphi) * I_{LA}} * \Delta U_{max} \%$$

- $P_{LAmax} \equiv$  Potencia máxima a transportar por el conductor LA-56 en KW.
- $U_0 \equiv$  Tensión compuesta en cabeza del tramo de línea aérea expresada en KV.
- $R_{LA} \equiv$  Resistencia por fase de la línea aérea en  $\Omega/km$ .
- $X_{LA} \equiv$  Reactancia por fase en  $\Omega/km$ .
- $\Delta U_{max} \equiv$  Caída de tensión máxima permitida por la compañía expresada en %.

#### 2.2.4.1.7. Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia por efecto Joule en una línea eléctrica vienen dadas por la fórmula:

$$\Delta P = 3 * R * l * I^2$$

En el LA-56, la pérdida de potencia será:

$$\Delta P_{LA} = 3 * R_{LA} * l_{LA} * I^2$$

- $\Delta P_{LA} \equiv$  Pérdida de potencia en la línea aérea expresada en W.

- $R_{LA} \equiv$  Resistencia por fase de la línea aérea en  $\Omega/km$ .
- $l_{LA} \equiv$  Longitud de la línea aérea de alta tensión en  $Km$ .
- $I_{LA} \equiv$  Intensidad nominal de la línea en  $A$ .

Valiendo esta:

$$\Delta P_{LA} = 3 * 0,61 * 0,05 * 81,17^2 = 602,93 \text{ W}$$

La pérdida de potencia producida en la línea aérea debida al efecto Joule expresada en % viene definida por:

$$\Delta P_{LA} \% = \frac{P * L_{LA} * R_{LA}}{10 * U_0^2 * \cos^2 \varphi}$$

- $\Delta P_{LA} \% \equiv$  Pérdida de potencia en la línea aérea expresada en %.
- $R_{LA} \equiv$  Resistencia por fase de la línea aérea en  $\Omega/km$ .
- $L_{LA} \equiv$  Longitud de la línea aérea de alta tensión en  $Km$ .
- $U_0^2 \equiv$  Tensión compuesta en cabeza del tramo de línea aérea expresada en  $KV$ .
- $\cos^2 \varphi \equiv$  Factor de potencia.

Dando como resultado:

$$\Delta P_{LA} \% = \frac{2530,8 * 0,05 * 0,61}{10 * 20^2 * 0,9^2} = 0,024\%$$

#### 2.2.4.1.8. Cálculo eléctrico de la cadena de aisladores

A partir de la expresión del nivel de aislamiento, se puede determinar el aislador a utilizar.

$$n. a. = \frac{\text{línea de fuga x número de aisladores}}{\text{Tensión mas elevada}}$$

Donde resulta fácil, obtener la línea de fuga mínima, sabiendo que:

- Para composite, el número de aisladores, por razones obvias, será 1.

- Como el nivel de aislamiento estimado será del tipo medio, Nivel II; según la tabla 14 del **ITC-LAT 07** el nivel de aislamiento mínimo es de 20 (mm / KV)
- Para la tensión nominal de 20 KV, le corresponde una tensión más elevada de 24 KV.

$$\text{línea de fuga} = \frac{\text{Tensión mas elevada} \times \text{n. a.}}{1} = 24 \times 20 = 480 \text{ (mm)}$$

A partir de tablas de fabricante, obtengo el aislador U70 YB 20, el cual posee una línea de fuga de 740 mm.

Procedo ahora a calcular el nivel de aislamiento que me resulta al colocar este aislador.

$$\text{n. a.} = \frac{\text{línea de fuga} \times \text{número de aisladores}}{\text{Tensión mas elevada}} = \frac{740 \times 1}{24} = 30.83 \text{ (mm/KV)}$$

Como el nivel de aislamiento resultante al colocar el aislador de composite U70 YB 20 es superior al nivel de aislamiento mínimo, es válido.

A continuación comprobaré la validez del aislamiento en función de la tensión de contorneamiento.

Para que el aislador sea válido, la tensión de contorneamiento de este aislador en condiciones húmedas (el caso más desfavorable), debe de ser superior a la tensión de contorneamiento de la línea.

Tensión de contorneamiento del aislador en condiciones húmedas:

$$U_{c(WET)} = 70 \text{ KV}$$

Tensión de Contorneamiento de la línea de 20 KV:

$$U_c = 2U + 10 = (2 \times 20) + 10 = 50 \text{ KV}$$

Como  $U_c < U_{c(WET)}$  aislador válido.

#### 2.2.4.1.9. Otras características eléctricas

Dada la pequeña importancia que en las líneas de 3ª categoría presentan los valores medios de perditancia y susceptancia, no se considera necesario proceder a su cálculo.

#### 2.2.4.2. Cálculo mecánico de la línea aérea

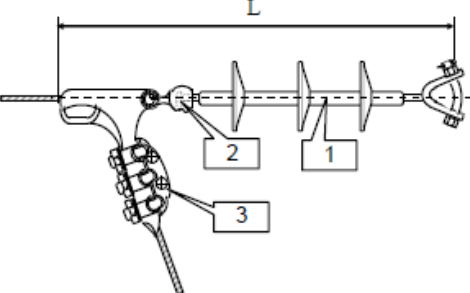
##### 2.2.4.2.1. Cadena de aisladores

En nuestro caso, tenemos un nivel de aislamiento estimado del tipo medio, tipo II. Según la norma NI 48.08.01, emplearé aisladores de composite del tipo **U 70 YB 20**

- Material -----	Compuesto.
- Carga de rotura -----	7000 da N
- Línea de fuga -----	480 mm
- Tensión de contorneo (WET) -----	70 KV eficaces
- Tensión a impulso tipo rayo, valor de cresta-	165 KV
- Diámetro -----	145 mm

La validez del aislador de composite U70 YB 20 se ha demostrado en el apartado 2.2.4.1.8.

En la línea que nos ocupa, hay un apoyo en amarre, la tabla que se muestra a continuación recoge su composición.

		<b><u>NIVEL DE POLUCIÓN MEDIO (II)</u></b>	
		<b>Amarre</b>	
		<b>Marca</b>	<b>Denominación</b>
		1	Aislador compuesto U70 YB 20
		2	Alojamiento de rótula R16/17P
		3	Grapa de amarre GA-1
		L = 575 mm	
		<b><u>NIVEL DE POLUCIÓN MUY FUERTE (IV)</u></b>	
		<b>Amarre</b>	
		<b>Marca</b>	<b>Denominación</b>
		1	Aislador compuesto U70 YB 20 P
		2	Alojamiento de rótula R16/17P
		3	Grapa de amarre GA-1-I
		L = 575 mm	

**Figura 2. Cadena de amare, para niveles de polución II y IV**

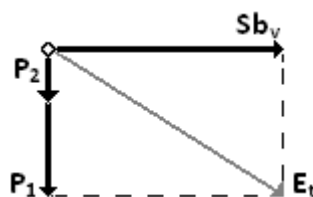
La resistencia mecánica correspondiente a una cadena múltiple con herrajes, puede tomarse igual al producto del número de cadenas que la formen por la resistencia de cada cadena simple, siempre que, tanto en estado normal como con alguna cadena rota, la carga se reparta por igual entre todas las cadenas intactas.

El coeficiente de seguridad mecánica no será inferior a 3.

$$\text{c. s. m.} = \frac{C_r}{E_t} > 3$$

Donde:

- $C_r$  es la mayor carga de rotura de los elementos que componen la cadena de aisladores.
- $E_t$  al estar en la zona A, es la suma vectorial de el peso de la fase, el peso de la cadena mas herrajes y la sobrecarga del viento.



A continuación, desglosaré cada uno de los términos:

$P_1$ : Peso de la fase =  $P_p \times \text{número de hilos por fase} \times a_e$

$$P_1 = 0.19 \times 1 \times 50 = 9.5 \text{ (Kg)} = 9.32 \text{ (daN)}$$

$Sb_v$ : Sobrecarga del viento.

$$Sb_v = P_v \times \phi \times a_e$$

$$\{P_v = 60 \text{ Kg/m}^2\}$$

$$Sb_v = 60 \times 9.5 \times 10^{-3} \times 50 = 28.5 \text{ (Kg)} = 27.95 \text{ (daN)}$$

El peso de la cadena,  $P_2$  lo obtengo a continuación:

$P_2$  = Peso del aislador + peso de los herrajes

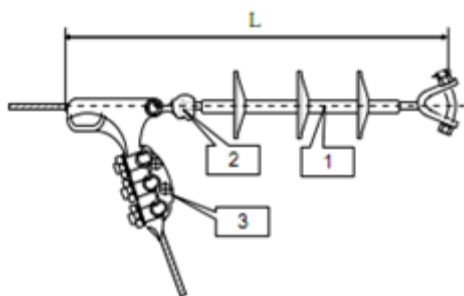
	Peso (Kg)	Carga de rotura (daN)
1 cadena U70 YB 20	1.8	7000
1 Rótula corta R16	0.55	12500
1 Grapa de amarre GA-1	<u>0.7</u>	<u>4000</u>

$$P_2 = 3.05 \text{ (Kg)} = 2.99 \text{ (daN)}$$

$$E_t = \sqrt{(P_1 + P_2)^2 + Sb_v^2} = \sqrt{(9.32 + 2.99)^2 + 27.95^2} = 30.54 \text{ (daN)}$$

$$c.s.m. = \frac{4000}{30.54} = 130.97 > 3 \text{ Válido}$$





<b>NIVEL DE POLUCIÓN MEDIO (II)</b>	
<b>Amarre</b>	
<b>Marca</b>	<b>Denominación</b>
1	Aislador compuesto U70 YB 20
2	Alojamiento de rótula R16
3	Grapa de amarre GA-1
L = 575 mm	

#### 2.2.4.2.2. Cálculo mecánico de los conductores

El cálculo mecánico del conductor se realiza teniendo en cuenta las condiciones siguientes:

- Que el coeficiente de seguridad a la rotura, sea como mínimo igual a 3 en las condiciones atmosféricas que provoquen la tracción máxima de los conductores, además, el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- Que la tracción de trabajo de los conductores a 15°C sin ninguna sobrecarga, no exceda del 15 % de la carga de rotura EDS (tensión de cada día, Every Day Stress).
- Cumpliendo las condiciones anteriores se contempla una tercera, que consiste en ajustar los tenses máximos a valores inferiores y próximos a los esfuerzos nominales de apoyos normalizados.

Al establecer la condición a) se puede prescindir de la consideración de la 4ª hipótesis en el cálculo de los apoyos de alineación y ángulo, siempre que en ningún caso las

líneas que se proyecten tengan apoyos de anclaje distanciados a mas de 3 kilómetros.

Para que los conductores tengan el coeficiente de seguridad deseado ante las condiciones

más desfavorables previstas en el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, Artículo

27, apartado 1, calcularemos los valores de las flechas que tomará el conductor para diferentes valores del vano en el momento del tendido al construir la línea, así como la flecha máxima teórica, para con ella determinar la altura de los apoyos.

#### - Características de los conductores

El conductor que contempla este proyecto es de Aluminio-acero galvanizado de 54,6 mm<sup>2</sup> de sección, según norma UNE-EN 50182, el cual está recogido en la norma NI 54.63.01 cuyas características principales son:

Designación	47-AL1/8ST1A (LA 56)
Sección de aluminio, mm <sup>2</sup>	46,8
Sección de acero, mm <sup>2</sup>	7,79
Sección total, mm <sup>2</sup>	54,6
Composición	6 + 1
Diámetro de los alambres, mm	3,15
Diámetro aparente, mm	9,50
Carga mínima de rotura, daN	1629
Módulo de elasticidad, daN/mm <sup>2</sup>	7900
Coefficiente de dilatación lineal, °C <sup>-1</sup>	0,0000191
Masa aproximada, kg/km.	190,0
Resistencia eléctrica a 20°C, Ω/km.	0,6129
Densidad de corriente, A/mm <sup>2</sup>	0.361

**Tabla 3**

La temperatura máxima de servicio, bajo carga normal en la línea, no sobrepasará los 50 °C.

La tracción máxima en el conductor, viene indicada en las tablas de tendido que se incluyen en el Anexo 1, y no sobrepasará, en ningún caso, el tercio de la carga de rotura del mismo. La tracción en el conductor a 15 °C y sin sobrecarga, no sobrepasará el 15% de la carga de rotura el mismo

El recubrimiento de zinc, de los hilos de acero, cumple con los requisitos especificados en la norma UNE-EN 50189.

**- Tracción máxima admisible.**

La tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, mínima dividida por 2.5, si se trata de conductores cableados, considerándoles sometidos a la hipótesis de sobrecarga de la siguiente tabla.

Zona A			
Hipótesis	Temperatura °C	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima de viento	-5 °C	Mínimo 120 o 140 Km/h según la tensión de línea	No se aplica

**Tabla 4**

En el caso en que la zona atravesada por la línea sea de tener aparición de velocidades de viento excepcionales, se considerarán los conductores y cables de tierra, a la

temperatura de  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  en la zona A, sometidos a su propio peso y a una sobrecarga de viento correspondiente a una velocidad superior a 120 km/h o 140 km/h.

El valor de la velocidad del viento excepcional será fijado por el proyectista de acuerdo con las especificaciones particulares de la empresa eléctrica, en función de las velocidades registradas en las estaciones meteorológicas más próximas a la zona por donde transcurre la línea.

- **Hipótesis reglamentaria de flechas máximas.**

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas, se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes.

En zonas A, B y C:

- a) Hipótesis de viento: Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de  $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- b) Hipótesis de temperatura: Sometidos a la acción de su peso propio, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para las líneas de categoría especial, esta temperatura no será en ningún caso inferior a  $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$  para los conductores de fase, ni inferior a  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$  para los cables de tierra. Para el resto de líneas, tanto para los conductores de fase como para los cables de tierra, esta temperatura no será en ningún caso inferior a  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- c) Hipótesis de hielo: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, a la temperatura de  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

En las líneas de categoría especial y de primera categoría, cuando por la naturaleza de los conductores y condiciones del tendido sea preciso prever un importante proceso de fluencia durante la vida de los conductores, será preciso tenerlo en cuenta en el cálculo de las flechas, justificando los datos que sirvan de base para el planteamiento de los cálculos correspondientes.

- **Determinación de la flecha máxima.**

Este cálculo está desarrollado anteriormente

- **Distancias de seguridad.**

- **Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas.**

Se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

**$D_{el}$**  : Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.  $D_{el}$  , puede ser tanto interna, cuando se

consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externas, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo.

**$D_{pp}$**  : Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.  $D_{pp}$  Es una distancia interna.

**$a_{som}$**  : Valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra.

Se aplicaran las siguientes consideraciones para determinar las distancias internas y externas:

- a) La distancia eléctrica,  $D_{el}$  previene descargas eléctricas entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra, en condiciones de explotación normal de la red. Las condiciones normales incluyen operaciones de enganche, aparición de rayo y sobretensiones resultantes de faltas en la red.
- b) La distancia eléctrica,  $D_{pp}$  previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.
- c) Es necesario añadir a la distancia externa,  $D_{el}$  una distancia de aislamiento adicional,  $D_{add}$  para que en las distancias mínimas de seguridad al suelo, a líneas eléctricas, a zonas de arbolado, etc. Se asegure que las personas u objetos no se acerquen a una distancia menor que  $D_{el}$  de la línea eléctrica.
- d) La probabilidad de descarga a través de la mínima distancia interna,  $a_{som}$  debe ser siempre mayor que la descarga a través de algún objeto externo o persona. Así, para cadenas de aisladores muy largas, el riesgo de descarga debe ser mayor sobre la distancia interna  $a_{som}$  que a objetos externos o personas. Por este motivo, las distancias externas mínimas de seguridad ( $D_{add} + D_{el}$ ) deben de ser siempre superiores a 1.1 veces  $a_{som}$ ;

Los valores de  $D_{el}$  y  $D_{pp}$ , en función de la tensión mas elevada de la línea  $U_s$ , serán los indicados en la siguiente tabla.

Tensión mas elevada de la red	D <sub>el</sub> (m)	D <sub>pp</sub> (m)
3,6	0,08	0,1
7,2	0,09	0,1
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,2
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,4
52	0,6	0,7
72,5	0,7	0,8
123	1	1,15
145	1,2	1,4
170	1,3	1,5
245	1,7	2
420	2,8	3,2

**Tabla 5**

**- Distancias de los conductores al terreno.**

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical según las hipótesis de temperatura y de hielo, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, senda, vereda, o superficies no navegables, a una altura mínima de:

$$D_{add} + D_{el} = 5.3 + D_{el} \text{ en metros}$$

Con un mínimo de 6 metros. No obstante, en lugares de difícil acceso las anteriores distancias podrán ser reducidas en un metro.

Los valores de D<sub>el</sub> se indican en el apartado 6, en función de la tensión mas elevada de la línea, que en nuestro caso es de 24 KV.

Cuando las líneas atraviesen explotaciones ganaderas cercadas o explotaciones agrícolas la altura mínima será de 7 metros, con objeto de evitar accidentes por proyección de agua o por circulación de maquinaria agrícola, camiones y otros vehículos.

En la hipótesis del cálculo de flechas máximas bajo la acción del viento sobre los conductores, la distancia mínima anterior se podrá reducir en un metro, considerándose en este caso el conductor con la desviación producida por el viento.

Este cálculo será efectuado para cada apoyo por separado en el correspondiente apartado del cálculo mecánico, y se podrá ver de forma aproximada en el plano de planta.

- **Distancia entre conductores.**

La distancia entre los conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos debe de ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Con este objeto, la separación mínima entre conductores de fase se determinara por la siguiente fórmula:

$$D = K\sqrt{F + L} + K' \times D_{pp}$$

En la cual:

D: Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos, medido en metros.

K: Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomara de la tabla 6.

K': Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea K' = 0.85 para líneas de categoría especial y K'=0.75 para el resto de líneas.

F: Flecha máxima en metros.

L: Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos L= 0.

D<sub>pp</sub> : Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de D<sub>pp</sub> se indican en el apartado 5.2, en función de la tensión más elevada de la línea.

Los valores de las tangentes del ángulo de oscilación de los conductores vienen dados, para cada caso de carga, por el cociente de la sobrecarga de viento dividida por el peso propio mas la sobrecarga de hielo si procede según zona, por metro lineal de conductor, estando la primera determinada por una velocidad de viento de 120 km/h . En función de estos y de la tensión nominal de la línea se establecen unos coeficientes K.

Angulo de oscilación		
	Líneas de tension nominal superior a 30 KV	Líneas de tension nominal igual o inferior a 30KV
Superior a 65°	0,7	0,65
Entre 40° y + 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

**Tabla 6**

- **Distancias de seguridad entre cruzamientos y paralelismos**

En el presente proyecto existen una serie de situaciones en las que se han adoptados disposiciones especiales, estas están definidas y reguladas en el Art. 32, Art. 33, Art. 34, Art. 35 y Art.36 del R.A.T. Estas disposiciones especiales se han adoptado para los siguientes casos:

En el presente proyecto tendremos un cruce con línea de telecomunicaciones y con una carretera.

**2.2.4.2.5. Aéreo subterráneo**

A continuación se relacionan los componentes que se han de colocar en el apoyo para efectuar el entronque aéreo subterráneo, así como el peso de los diversos componentes que se le han de añadir al apoyo, necesario para calcular los esfuerzos que soporta el apoyo fin de línea.

Elementos adicionales:	<u>peso (Ud.) (Kg)</u>	<u>(Ud.)</u>	<u>Peso total (Kg)</u>
- Botellas terminales 3M -----→	0.6	x 3 =	1.8
- Cortocircuitos XXS A-1200 -----→	13.8	x 3 =	41.4
- Autovalvulas INZP2410 -----→	3.7	x 3 =	10.11
- Portafusibles 3F241000 -----→	1.04	x 1 =	1.04
- Soporte autoválvulas -----→	4.9	x 3 =	14.7
- Soporte Cortocircuitos XXS -----→	3.2	x 3 =	9.6
- Peso de aislamiento + herrajes -----→	3.05	x 6 =	17.94
Peso total -----→	$\Sigma = 87.80 \text{ Kg} \approx 86.08 \text{ daN}$		

**2.2.4.2.6. Cálculo mecánico del apoyo**

1ª hipótesis. (Viento)

- Esfuerzos transversales

$$F_t = P_v \times \emptyset \times n \times a_e$$

$$F_t = 60 \times 9.45 \times 10^{-3} \times 3 \times 50 = 85,05 \text{ Kg} \approx 83,43 \text{ daN}$$

- Esfuerzos transversales

$$F_L = n \times T_{max} = 3 \times 438 = 1314 \text{ daN}$$

$$H = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{83,43^2 + 1314^2} = 1316,65 \text{ daN}$$

- Esfuerzos verticales

$$P_{cond}$$

$$P_{cond} = n \times p_p \times [a_e + c_v \times (tg\alpha_1 + tg\alpha_2)]$$

$$\alpha_1 = \frac{h_0 - h_1}{L_1} = \frac{187.5 - 182}{50} = 0.11$$

$$\alpha_2 = \frac{h_0 - h_2}{0} = 0$$

$$c_v = \frac{T_{max}}{p_a} = \frac{T_{max}}{p_p + S b_v} = \frac{438 \times 1.02}{0.19 + (60 \times 9.5 \times 10^{-3})} = 587.84$$

$$P_{cond} = 3 \times 0.19 \times [50 + 587.84 \times (tg(0.11) + tg(0)) ]$$

$$P_{cond} = 29,14 \text{ Kg} \approx 28,59 \text{ daN}$$

$$P_{aisl+herrajes}$$

(Ver apartado 2.2.4.2.5.)

$$\text{Peso total} \text{ -----} \rightarrow \Sigma = 87.80 \text{ Kg} \approx 86.08 \text{ daN}$$

$$P_{armado}$$

(De las tablas del fabricante)



$$P_{CA} = 113 \text{ Kg} \approx 110.78 \text{ daN}$$

$$V_t = P_{\text{cond}} + P_{\text{componentes}} + P_{CA} = 78.45 + 86.08 + 110.78 = 275.31 \text{ daN}$$

4ª hipótesis (Rotura de conductores)

$$E_r = T_{\text{max}} = 438 \text{ daN}$$

A continuación, con los datos obtenidos he de seleccionar el armado.

Pero, he de tener en cuenta que las tablas me dan los datos únicamente para una fase, y ya considera su propio peso. Es por ello, que solo he de incorporar a la ecuación de esfuerzos verticales, el peso de una cadena, el peso de 1 XXS, el peso de un soporte de XXS y dividir entre tres el peso de conductores + desniveles.

		RC1
F	234.7 daN	1500 daN
V	$(3.05 \times 2) + 13.8 + 3.2 + \frac{80.02}{3} \times 1.02 = 45.8$ daN	250 daN
F <sub>L</sub>	1314 daN	1500 daN

Por lo tanto, **armado CA 2 / RC1**

A continuación determinaré el apoyo necesario.

**(TODOS LOS VALORES ESTÁN EN daN)**

		C-500	C-1000	C-2000
V <sub>t</sub>	275.31	600	600	600
H	1334.8	500	1000	2000
T	438 x 2 = 876	500 x 1.5 = 750	700 x 1.5 = 1050	1400 x 1.5 = 2100

Con el apoyo C-2000 es suficiente

A continuación lo comprobaré mediante la ecuación resistente del apoyo.

$$V + 5H \leq 10600$$

$$275.31 + (5 \times 1334.8) = 6949.31 \text{ daN} < 10600 \text{ daN}$$

**Apoyo válido C-2000**

A continuación procederé a calcular la altura del apoyo, según lo indicado en el apartado 6.

Para ello me ayudaré de la siguiente ilustración:



$$f = 1.77 \text{ m}$$

$$d_1 = D_{add} + D_{el} = 5.3 + 0.22 = 5.52 \text{ m} \rightarrow 6 \text{ metros (ver capítulo 6 del presente documento)}$$

La altura del armado es igual a 1.2 metros.

Como se puede ver en la figura de arriba:

$$H_u = f + d_1 = 1.77 + 6 = 7.77 \text{ metros}$$

Otra ecuación que se puede obtener de la figura de la derecha es:

$$H_u = H_t + H_{armado} - (h - 0.2)$$

Empleando un apoyo de 12 metros.

$$H_u = 14 - (2.00 - 0.2) = 12.2 > 7.77 \text{ m}$$

La altura de 12,2 metros es suficiente con respecto a la distancia a guardar con respecto a:

Cruce con líneas de telecomunicaciones: Para el cálculo de las distancias en este caso, la línea de teléfono se considera como si fuera una línea de Baja Tensión ( Art. 33 del R.A.T.)

$$d = 1,5 + \frac{U}{150} = 1,5 + \frac{0,4}{150} = 1,5 \text{ m}$$

Supongo pues, que la línea de telecomunicaciones discurre sobre apoyos de hormigón vibrado de 9 metros de altura.

Suponiendo además un tense total, algo prácticamente imposible, tendremos:

$$12,2 - 9 = 3,2 \text{ m} > 1,5 \text{ m}$$

Cruce con carretera: La altura entre los conductores de la línea inferior y las partes mas próximas de los apoyos será mayor de :

$$d = 6,3 + \frac{U}{100} = 6,3 + \frac{20}{100} = 6,5 \text{ m} < 12,2 \text{ m}$$

**Apoyo válido 14 C-2000**

## **2.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

### **2.3.1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO PFU-5/20 (CT11, CR)**

#### **2.3.1.1 Intensidad de Media Tensión**

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} * U_p} \quad (2.3.1.1. a)$$

Dónde:

P potencia del transformador [kVA]

Up tensión primaria [kV]

Ip intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 20 kV.

Para el único transformador de este Centro de Reparto, la potencia es de 400 kVA en base a una demanda de potencia de 234.04 KVA.

$$I_p = \frac{400}{\sqrt{3} * 20} = 11,5 A$$

### 2.3.1.2 Intensidad de Baja Tensión

Para el único transformador de este Centro de Transformador, la potencia es de 400 kVA, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} * U_s} \quad (2.3.1.2. a)$$

Dónde:

P potencia del transformador [kVA]

Us tensión en el secundario [kV]

Is intensidad en el secundario [A]

La intensidad en las salidas de 420 V en vacío puede alcanzar el valor

$$I_s = \frac{400}{\sqrt{3} * 0,420} = 549,9 A$$

### 2.3.1.3 Cortocircuitos

#### 2.3.1.3.1 Observaciones

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

### 2.3.1.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{CCP} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} * U_p} \quad (2.3.1.3.2. a)$$

Dónde:

S<sub>cc</sub> potencia de cortocircuito de la red [MVA]

U<sub>p</sub> tensión de servicio [kV]

I<sub>ccp</sub> corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{CCP} = \frac{100 * P}{\sqrt{3} * E_{CC} * U_s} \quad (2.3.1.3.2. b)$$

Dónde:

P potencia de transformador [kVA]

E<sub>cc</sub> tensión de cortocircuito del transformador [%]

U<sub>s</sub> tensión en el secundario [V]

I<sub>ccs</sub> corriente de cortocircuito [kA]

### 2.3.1.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión

Utilizando la expresión 2.3.1.3.2.a, en el que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 20 kV, la intensidad de cortocircuito es:

$$I_{ccp} = 10,1 \text{ kA}$$

### 2.3.1.3.4. Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 400 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 4%, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 420 V en vacío será, según la fórmula 2.3.1.3.2.b:

$$I_{ccs} = 13,7 \text{ kA}$$

#### **2.3.1.4 Selección de fusibles de media y baja tensión**

Los fusibles de media tensión vienen ya incorporados de fábrica en las respectivas celdas de MT, mientras que los fusibles de baja tensión, serán seleccionados en función de la intensidad nominal a circular por los anillos y la distancia a cubrir por estos, serán del tipo NH gL/gG.

En apartados anteriores se especifica los fusibles a utilizar para colocar a cada salida del cuadro de BT.

#### **2.3.1.5 Dimensionado del embarrado**

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

##### **2.3.1.5.1 Comprobación por densidad de corriente**

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

##### **2.3.1.5.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica**

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 2.3.2.a de este capítulo, por lo que:

$$I_{cc}(din) = 25,3 \text{ kA}$$

#### **2.3.1.5.3 Comprobación por sollicitación térmica**

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

$$I_{cc}(ter) = 10,1 \text{ kA.}$$

#### **2.3.1.6 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos**

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

##### **Transformador**

La protección en MT de este transformador se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo éstos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos. Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (de tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos), ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal, requerida para esta aplicación.
- No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el que la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando así que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que tendrán que ser evitadas incluyendo un relé de protección de transformador, o si no es posible, una protección térmica del transformador.

La intensidad nominal de estos fusibles es de 25 A.

La celda de protección de este transformador no incorpora relé, al considerarse suficiente el empleo de las otras protecciones.

### **Termómetro**

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

### **Protecciones en BT**

Las salidas de BT cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esa salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente, según lo calculado en el apartado 2.3.1.4.

#### **2.3.1.7 Dimensionado de los puentes de MT**

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

Transformador

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 11,5 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 150 A para un cable de sección de 50 mm<sup>2</sup> de Al según el fabricante.

#### **2.3.1.8 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación**

Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 97624-1-E, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA
- 960124-CJ-EB-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA

#### **2.3.1.9 Dimensionado del pozo apagafuegos**

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 600 l de capacidad por cada transformador cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.



### **2.3.1.10 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra**

#### **2.3.1.10.1 Investigación de las características del suelo**

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 150 Ohm·m.

#### **2.3.1.10.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto**

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

3. Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.

4. Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

### 2.3.1.10.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

### 2.3.1.10.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio:  $U_r = 20 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro:

- Limitación de la intensidad a tierra  $I_{dm} = 500 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

-  $V_{bt} = 10000 \text{ V}$

Características del terreno:

5. Resistencia de tierra  $R_o = 150 \text{ Ohm}\cdot\text{m}$

6. Resistencia del hormigón  $R'o = 3000 \text{ Ohm}$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \times R_t < V_{bt} \quad (2.1.10.4.a)$$

Dónde:

$I_d$  intensidad de falta a tierra [A]

$R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

$V_{bt}$  tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = I_{dm} \quad (2.3.1.10.4.b)$$

Dónde:

$I_{dm}$  = limitación de la intensidad de falta a tierra [A]

$I_d$  = intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$I_d = 500 \text{ A}$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$R_t = 20 \text{ Ohm}$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_0} \quad (2.3.1.10.4.c)$$

Dónde:

$R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

$R_0$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$K_r$  coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0,1333$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

Configuración seleccionada	70/25/5/42
Geometría del sistema	Anillo rectangular
Distancia de la red	7.0x2.5 m
Profundidad del electrodo horizontal	0,5 m
Número de picas	cuatro

Longitud de las picas	2 metros
-----------------------	----------

Parámetros característicos del electrodo:

Resistencia Kr	0,084
Tensión de paso Kp	0,0186
Tensión de contacto Kc	0,0409

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = k_r \times R_o$$

Donde:

Kr coeficiente del electrodo

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

R't resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

Por lo que para el Centro de Transformación:

$$R'_t = 12,6 \text{ Ohm}$$

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (2.9.4.b):

$$I'd = 500 \text{ A}$$

#### **2.3.1.10.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación**

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas son prácticamente nulas.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'd = R't \times I'd \quad (2.3.1.10.5.a)$$

Dónde:

$R't$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

$I'd$  intensidad de defecto [A]

$V'd$  tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'd = 6300 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \times R_o \times I'_d \quad (2.3.1.10.5.b)$$

Dónde:

$K_c$  coeficiente

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$I'_d$  intensidad de defecto [A]

$V'_c$  tensión de paso en el acceso [V]

Por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

$$V'_c = 3067,5 \text{ V}$$

### 2.3.1.10.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \times R_o \times I'_d \quad (2.9.6.a)$$

Dónde:

$K_p$  coeficiente

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$I'_d$  intensidad de defecto [A]

$V'_p$  tensión de paso en el exterior [V]

Por lo que, para este caso:

$V'_p = 1395$  V en el Centro de Transformación

### 2.3.1.10.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

$t = 0,7$  seg

$K = 72$

$n = 1$

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 k}{t^n} \left(1 + \frac{6R_o}{1000}\right) \quad (2.3.1.10.7.a)$$

Dónde:

$K$  coeficiente

$t$  tiempo total de duración de la falta [s]

$n$  coeficiente

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

V<sub>p</sub> tensión admisible de paso en el exterior [V]  
por lo que, para este caso

$$V_p = 1954,29 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \text{ k}}{t^n} \left(1 + \frac{3R_0 + 3R'_0}{1000}\right) \quad (2.3.1.10.7.b)$$

Dónde:

K coeficiente

t tiempo total de duración de la falta [s]

n coeficiente

R<sub>0</sub> resistividad del terreno en [Ohm·m]

R'<sub>0</sub> resistividad del hormigón en [Ohm·m]

V<sub>p(acc)</sub> tensión admisible de paso en el acceso [V]

Por lo que, para este caso

$$V_{p(acc)} = 10748,57 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 1395 \text{ V} < V_p = 1954,29 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_{p(acc)} = 3067,5 \text{ V} < V_{p(acc)} = 10748,57 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 6300 \text{ V} < V_{bt} = 10000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 500 \text{ A} < I_{dm} = 500 \text{ A}$$

### 2.3.1.10.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_0 + I'd}{2000\pi} \quad (2.9.8.a)$$

Dónde:

$R_0$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$I'd$  intensidad de defecto [A]

D distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

D = 11,94 m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación	8/22 (según método UNESA)
Geometría	Picas alineadas
Número de picas	dos
Longitud entre picas	2 metros
Profundidad de las picas	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

$K_r = 0,194$

$K_c = 0,0253$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT



protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$R_{tserv} = K_r \cdot R_o = 0,194 \cdot 150 = 29,1 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

#### **2.3.1.10.9 Corrección y ajuste del diseño inicial**

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

### **2.3.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN miniBLOK – 24**

#### **2.3.2.1 Intensidad de Media Tensión**

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_p} \quad (2.3.2.1.a)$$

Dónde:

P potencia del transformador [kVA]

Up tensión primaria [kV]

Ip intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 20 kV.

En el presente proyecto disponemos de cuatro centros de transformación tipo miniBLOK que cubrirán las necesidades siguientes:

Realizando los cálculos para un solo transformador, la potencia es de 400 kVA.

$$I_p = 11,5 \text{ A}$$

### 2.3.2.2. Intensidad de Baja Tensión

Para un transformador, la potencia es de 400 kVA, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_s} \quad (2.3.2.2.a)$$

Dónde:

P potencia del transformador [kVA]

Us tensión en el secundario [kV]

Is intensidad en el secundario [A]

La intensidad en las salidas de 420 V en vacío puede alcanzar el valor

$$I_s = 549,9 \text{ A.}$$

### 2.3.2.3 Cortocircuitos

#### 2.3.2.3.1 Observaciones

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito. se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

#### 2.3.2.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_p} \quad (2.3.2.3.2.a)$$

Dónde:

Scc potencia de cortocircuito de la red [MVA]

Up tensión de servicio [kV]

Iccp corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \times P}{\sqrt{3} \times E_{cc} \times U_s} \quad (2.3.2.3.2.b)$$

Dónde:

P potencia de transformador [kVA]

Ecc tensión de cortocircuito del transformador [%]

Us tensión en el secundario [V]

Iccs corriente de cortocircuito [kA]

#### **2.3.2.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión**

Utilizando la expresión 2.3.2.3.2.a, en el que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 20 kV, la intensidad de cortocircuito es:

$$I_{ccp} = 10,1 \text{ kA}$$

#### **2.3.2.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión**

Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 400 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 4%, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 420 V en vacío será, según la fórmula 2.3.2.3.2.b:

$$I_{ccs} = 13,7 \text{ kA}$$

#### **2.3.2.4 Dimensionado del embarrado**

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

##### **2.3.2.4.1 Comprobación por densidad de corriente**

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

##### **2.3.2.4.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica**

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 2.3.2.2.a de este capítulo, por lo que:

$$I_{cc(din)} = 25,3 \text{ kA}$$

##### **2.3.2.4.3 Comprobación por sollicitación térmica**

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

$$I_{cc(ter)} = 10,1 \text{ kA.}$$

##### **2.3.2.5 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos**

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

## **Transformador**

La protección en MT de este transformador se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo éstos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos. Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (de tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos), ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal, requerida para esta aplicación.
- No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el que la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando así que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que tendrán que ser evitadas incluyendo un relé de protección de transformador, o si no es posible, una protección térmica del transformador.

La intensidad nominal de estos fusibles es de 25 A.

## **Termómetro**

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

## **Protecciones en BT**

Las salidas de BT cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esa salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente, según lo calculado en el apartado 2.3.1.4.

### **2.3.2.6 Dimensionado de los puentes de MT**

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

## **Transformador**

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 11,5 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable. Este valor es de 150 A para un cable de sección de 50 mm<sup>2</sup> de Al según el fabricante.

### **2.3.2.7 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación**

Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

12. 9901B024-BE-LE-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 400 kVA

13. 9901B024-BE-LE-02, para ventilación de transformador de potencia hasta 630 kVA

### **2.3.2.8 Dimensionado del pozo apagafuegos**

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 400 l de capacidad por cada transformador cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

### **2.3.2.9 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra**

#### **2.3.2.9.1 Investigación de las características del suelo**

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 150 Ohm·m.

#### **2.3.2.9.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto**

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.

Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

#### **2.3.2.9.3 Diseño preliminar de la instalación de tierra**

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

#### **2.3.2.9.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra**

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio:  $U_r = 20 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro:

- Limitación de la intensidad a tierra:  $I_{dm} = 500 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

$V_{bt} = 10000 \text{ V}$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra  $R_o = 150 \text{ Ohm}\cdot\text{m}$

- Resistencia del hormigón  $R'o = 3000 \text{ Ohm}$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \times R_t < V_{bt}$$

Dónde:

$I_d$  intensidad de falta a tierra [A]

$R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

$V_{bt}$  tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = I_{dm}$$

Dónde:

$I_{dm}$  limitación de la intensidad de falta a tierra [A]

$I_d$  intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$I_d = 500 \text{ A}$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$R_t = 20 \text{ Ohm}$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_0}$$

Dónde:

$R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

$R_0$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$K_r$  coeficiente del electrodo

-Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0,1333$$



La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

Configuración seleccionada	30-30/5/42
Geometría del sistema	Anillo rectangular
Distancia de la red	3.0x3.0 m
Profundidad del electrodo horizontal	0,5 m
Número de picas	cuatro
Longitud de las picas	2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

Resistencia Kr	0,11
Tensión de paso Kp	0,0258
Tensión de contacto Kc	0,0563

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.
- Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = k_r \times R_o$$

Donde:

Kr coeficiente del electrodo

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

R't resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

R't = 16,5 Ohm

y la intensidad de defecto real

$$I'd = 500 \text{ A}$$

### 2.3.2.9.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'd = R't \times I'd \quad (2.9.5.a)$$

Dónde:

$R't$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

$I'd$  intensidad de defecto [A]

$V'd$  tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'd = 8250 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \times R_o \times I'_d \quad (2.9.5.b)$$

Dónde:

$K_c$  coeficiente

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$I'_d$  intensidad de defecto [A]

$V'_c$  tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

$$V'_c = 4222,5 \text{ V}$$

### 2.3.2.9.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \times R_o \times I'_d \quad (2.9.6.a)$$

Dónde:

$K_p$  coeficiente

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$I'_d$  intensidad de defecto [A]

$V'_p$  tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

$V'_p = 1935$  V en el Centro de Transformación

### 2.3.2.9.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

$t = 0,7$  seg

$K = 72$

$n = 1$

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 K}{t^n} \left(1 + \frac{6R_o}{1000}\right) \quad (2.9.7.a)$$

Dónde:

$K$  coeficiente

$t$  tiempo total de duración de la falta [s]

$n$  coeficiente

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$V_p$  tensión admisible de paso en el exterior [V]

Por lo que, para este caso

$V_p = 1954,29$  V

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 k}{t^n} \left(1 + \frac{3R_0 + 3R'_0}{1000}\right)$$

Dónde:

K coeficiente

t tiempo total de duración de la falta [s]

n coeficiente

Ro resistividad del terreno en [Ohm·m]

R'o resistividad del hormigón en [Ohm·m]

Vp(acc) tensión admisible de paso en el acceso [V]

Por lo que, para este caso

$$V_{p(acc)} = 10748,57 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 1935 \text{ V} < V_p = 1954,29 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_{p(acc)} = 4222,5 \text{ V} < V_{p(acc)} = 10748,57 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 8250 \text{ V} < V_{bt} = 10000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 500 \text{ A} < I_{dm} = 500 \text{ A}$$

### **2.3.2.9.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior**

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o + I'd}{2000\pi}$$

Dónde:

$R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]

$I'd$  intensidad de defecto [A]

D distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:  $D = 11,94$  m

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación	8/22 (según método UNESA)
Geometría	Picas alineadas
Número de picas	dos
Longitud entre picas	2 metros
Profundidad de las picas	0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

- $K_r = 0,194$
- $K_c = 0,0253$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$R_{tserv} = K_r \cdot R_o = 0,194 \cdot 150 = 29,1 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

#### 2.3.2.9.9 Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de

Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

# **3. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

### **3.1 ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LINEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN**

#### **3.1.1. OBJETO**

El objeto de este estudio es dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los posibles riesgos laborales que puedan ser evitados, identificando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Así mismo este Estudio Seguridad y Salud da cumplimiento a la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo de informar y dar instrucciones adecuadas, en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y las medidas de protección y prevención correspondientes.

Este estudio servirá de base para que el técnico designado por la empresa adjudicataria de la obra pueda realizar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos y ajustándose en todo caso a lo indicado al respecto en el artículo 7 del Real Decreto 1627/97 sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

#### **3.1.2. CAMPO DE APLICACIÓN**

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud es de aplicación en las obras de construcción de “Líneas Subterráneas”, y “Líneas Aereas” que se realizan dentro del Negocio de Distribución de Iberdrola (NEDIS). 219

#### **3.1.3 NORMATIVA APLICABLE**

##### **3.1.3.1 NORMAS OFICIALES**

- La relación de normativa que a continuación se presenta no pretende ser exhaustiva, se trata únicamente de recoger la normativa legal vigente en el momento de la edición de



este documento, que sea de aplicación y del mayor interés para la realización de los trabajos objeto del contrato al que se adjunta este Estudio Básico de Seguridad y Salud.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables.

- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el nuevo Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC LAT 01 a 09.

- Decreto 2413/1973 del 20 de setiembre. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y las Instrucciones Técnicas Complementarias.

- Ley 8/1980 de 20 de marzo. Estatuto de los Trabajadores.

- Real Decreto 3275/1982 Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, y las Instrucciones Técnicas Complementarias.

- Real Decreto Legislativo 1/1994, de 20 de junio. Texto Refundido de la Ley General de la Seguridad Social.

- Real Decreto 39/1995, de 17 de enero. Reglamento de los Servicios de Prevención.

- Real Decreto 485/1997 .en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

- Real Decreto 487/1997 relativo a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores

- Real Decreto 773/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.

- Real Decreto 1215/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Real Decreto 1627/1997, de octubre. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

- Cualquier otra disposición sobre la materia actualmente en vigor o que se promulgue durante la vigencia de este documento. 220

## **NORMAS IBERDROLA**

- Prescripciones de Seguridad para trabajos mecánicos y diversos de AMYS.

- Prescripciones de Seguridad para trabajos y maniobras en instalaciones eléctricas AMYS.

- MO-NEDIS 7.02 “Plan Básico de Prevención de Riesgos para Empresas Contratistas”.

- Normas y Manuales Técnicos de Iberdrola que puedan afectar a las actividades desarrolladas por el contratista, cuya relación se adjuntará a la petición de oferta.

### **3.1.4. METODOLOGÍA Y DESARROLLO DEL ESTUDIO**

#### **3.1.4.1. ASPECTOS GENERALES**

El Contratista acreditará ante la Dirección Facultativa de la obra, la adecuada formación y adiestramiento de todo el personal de la obra en materia de Prevención y Primeros Auxilios. Así mismo, la Dirección Facultativa, comprobará que existe un plan de emergencia para atención del personal en caso de accidente y que han sido contratados los servicios asistenciales adecuados. La dirección y teléfonos de estos servicios deberá ser colocada de forma visible en lugares estratégicos de la obra.

Antes de comenzar la jornada, los mandos procederán a planificar los trabajos de acuerdo con el plan establecido, informando a todos los operarios claramente las maniobras a realizar, los posibles riesgos existentes y las medidas preventivas y de protección a tener en cuenta. Deben cerciorarse de que todos lo han entendido.

#### **3.1.4.2. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS**

En función de las tareas a realizar y de las distintas fases de trabajos de que se compone la obra, aparecen una serie de riesgos asociados ante los cuales se deberá adoptar unas medidas preventivas. A continuación se enumeran las distintas fases, o tareas significativas de la obra, que en el punto 5, Identificación y prevención de riesgos, serán descritas detalladamente:

#### **3.1.4.3. MEDIDAS DE PREVENCIÓN NECESARIAS PARA EVITAR RIESGOS**

En los Anexos se incluyen, junto con las medidas de protección, las acciones tendentes a evitar o disminuir los riesgos en los trabajos, además de las que con carácter general se recogen a continuación:

- Protecciones y medidas preventivas colectivas, según normativa vigente a equipos y medios de seguridad colectiva.
- Prohibir la permanencia de personal en la proximidad de las máquinas en movimiento.
- Prohibir la entrada a la obra a todo el personal ajeno.
- Establecer zonas de paso y acceso a la obra.
- Balizar, señalizar y vallar el perímetro de la obra, así como puntos singulares en el interior de la misma.
- Establecer un mantenimiento correcto de la maquinaria.
- Controlar que la carga de los camiones no sobrepase los límites establecidos y reglamentarios.
- Utilizar andamios y plataformas de trabajo adecuados.
- Evitar pasar o trabajar debajo de la vertical de otros trabajos.

### **3.1.4.4. PROTECCIONES**

Ropa de trabajo:

- Ropa de trabajo, adecuada a la tarea a realizar por los trabajadores del contratista.

Equipos de protección:

- Se relacionan a continuación los equipos de protección individual y colectiva de uso más frecuente en los trabajos que desarrollan para Iberdrola. El Contratista deberá seleccionar aquellos que sean necesarios según el tipo de trabajo.

- Equipos de protección individual (EPI), de acuerdo con las normas UNE EN
- Calzado de seguridad
- Casco de seguridad
- Guantes aislantes de la electricidad BT y AT
- Guantes de protección mecánica
- Pantalla contra proyecciones
- Gafas de seguridad
- Cinturón de seguridad
- Discriminador de baja tensión
- Protecciones colectivas
- Señalización: cintas, banderolas, etc.
- Cualquier tipo de protección colectiva que se pueda requerir en el trabajo a realizar.

Equipo de primeros auxilios:

- Botiquín con los medios necesarios para realizar curas de urgencia en caso de accidente. Ubicado en el vestuario u oficina, a cargo de una persona capacitada designada por la Empresa Contratista.

Equipo de protección contra incendios:

- Extintores de polvo seco clase A, B, C

### **3.1.4.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA**

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, las diferentes servidumbres o servicios que se deben tener perfectamente definidas y solucionadas antes del comienzo de las obras.

**A- DESCRIPCIÓN DE LA OBRA Y SITUACIÓN.**

La situación de la obra a realizar y el tipo de la misma se recogen en el Documento nº 1 Memoria del presente proyecto.

Se deberán tener en cuenta las dificultades que pudieran existir en los accesos, estableciendo los medios de transporte y traslado más adecuados a la orografía del terreno.

**B- SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

No se hace necesario por la característica de la obra.

#### C- SUMINISTRO DE AGUA POTABLE.

No se hace necesario por la característica de la obra.

#### D- SERVICIOS HIGIÉNICOS.

No se prevé. 223

#### E-PREVISIONES E INFORMACIONES UTILES PARA TRABAJOS POSTERIORES.

Entre otras se deberá disponer de:

- Instrucciones de operación normal y de emergencia
- Señalización clara de mandos de operación y emergencia
- Dispositivos de protección personal y colectiva para trabajos posteriores de mantenimiento
- Equipos de rescate y auxilio para casos necesarios

### **3.1.5. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS**

#### **3.1.5.1. RIESGOS MÁS FRECUENTES EN LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN**

Los Oficios más comunes en las obras de construcción son los siguientes:

- Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas.
- Relleno de tierras.
- Encofrados.
- Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.
- Trabajos de manipulación del hormigón.
- Montaje de estructura metálica
- Montaje de prefabricados.
- Albañilería.
- Cubiertas.
- Alicatados.
- Enfoscados y enlucidos.
- Solados con mármoles, terrazos, plaquetas y asimilables.
- Carpintería de madera, metálica y cerrajería.
- Montaje de vidrio.
- Pintura y barnizados.
- Instalación eléctrica definitiva y provisional de obra.
- Instalación de fontanería, aparatos sanitarios, calefacción y aire acondicionado.
- Instalación de antenas y pararrayos.

Los riesgos más frecuentes durante estos oficios son los descritos a continuación:

- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos (no emplear el talud adecuado, por variación de la humedad del terreno, etc.).
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada en general.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria para movimiento de tierras.
- Caídas al mismo o distinto nivel de personas, materiales y útiles.
- Los derivados de los trabajos pulverulentos.
- Contactos con el hormigón (dermatitis por cementos, etc.).
- Caída de los encofrados al vacío, caída de personal al caminar o trabajar sobre los fondillos de las vigas, pisadas sobre objetos punzantes, etc.
- Desprendimientos por mal apilado de la madera, planchas metálicas, etc.
- Cortes y heridas en manos y pies, aplastamientos, tropiezos y torceduras al caminar sobre las armaduras.
- Hundimientos, rotura o reventón de encofrados, fallos de entibaciones.
- Contactos con la energía eléctrica (directos e indirectos), electrocuciones, quemaduras, etc.
- Los derivados de la rotura fortuita de las planchas de vidrio.
- Cuerpos extraños en los ojos, etc.
- Agresión por ruido y vibraciones en todo el cuerpo.
- Microclima laboral (frío-calor), agresión por radiación ultravioleta, infrarroja.
- Agresión mecánica por proyección de partículas.
- Golpes.
- Cortes por objetos y/o herramientas.
- Incendio y explosiones.
- Riesgo por sobreesfuerzos musculares y malos gestos.
- Carga de trabajo física.
- Deficiente iluminación.
- Efecto psico-fisiológico de horarios y turno.

### **3.1.5.2. MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER GENERAL**

Se establecerán a lo largo de la obra letreros divulgativos y señalización de los riesgos (vuelo, atropello, colisión, caída en altura, corriente eléctrica, peligro de incendio, materiales inflamables, prohibido fumar, etc.), así como las medidas preventivas

previstas (uso obligatorio del casco, uso obligatorio de las botas de seguridad, uso obligatorio de guantes, uso obligatorio de cinturón de seguridad, etc.).

Se habilitarán zonas o estancias para el acopio de material y útiles (herralla, perfilaría metálica, piezas prefabricadas, carpintería metálica y de madera, vidrio, pinturas, barnices y disolventes, material eléctrico, aparatos sanitarios, tuberías, aparatos de calefacción y climatización, etc.).

Se procurará que los trabajos se realicen en superficies secas y limpias, utilizando los elementos de protección personal, fundamentalmente calzado antideslizante reforzado para protección de golpes en los pies, casco de protección para la cabeza y cinturón de seguridad.

El transporte aéreo de materiales y útiles se hará suspendiéndolos desde dos puntos mediante eslingas, y se guiarán por tres operarios, dos de ellos guiarán la carga y el tercero ordenará las maniobras.

El transporte de elementos pesados (sacos de aglomerante, ladrillos, arenas, etc.) se hará sobre carretilla de mano y así evitar sobreesfuerzos.

Los andamios sobre borriquetas, para trabajos en altura, tendrán siempre plataformas de trabajo de anchura no inferior a 60 cm (3 tablones trabados entre sí), prohibiéndose la formación de andamios mediante bidones, cajas de materiales, bañeras, etc.

Se tenderán cables de seguridad amarrados a elementos estructurales sólidos en los que enganchar el mosquetón del cinturón de seguridad de los operarios encargados de realizar trabajos en altura.

La distribución de máquinas, equipos y materiales en los locales de trabajo será la adecuada, delimitando las zonas de operación y paso, los espacios destinados a puestos de trabajo, las separaciones entre máquinas y equipos, etc.

El área de trabajo estará al alcance normal de la mano, sin necesidad de ejecutar movimientos forzados.

Se vigilarán los esfuerzos de torsión o de flexión del tronco, sobre todo si el cuerpo está en posición inestable.

Se evitarán las distancias demasiado grandes de elevación, descenso o transporte, así como un ritmo demasiado alto de trabajo.

Se tratará que la carga y su volumen permitan asirla con facilidad.

Se recomienda evitar los barrizales, en prevención de accidentes.

Se debe seleccionar la herramienta correcta para el trabajo a realizar, manteniéndola en buen estado y uso correcto de ésta. Después de realizar las tareas, se guardarán en lugar seguro.

La iluminación para desarrollar los oficios convenientemente oscilará en torno a los 100 lux.

Es conveniente que los vestidos estén configurados en varias capas al comprender entre ellas cantidades de aire que mejoran el aislamiento al frío. Empleo de guantes, botas y orejeras. Se resguardará al trabajador de vientos mediante apantallamientos y se evitará que la ropa de trabajo se empape de líquidos evaporables.

Si el trabajador sufriese estrés térmico se deben modificar las condiciones de trabajo, con el fin de disminuir su esfuerzo físico, mejorar la circulación de aire, apantallar el calor por radiación, dotar al trabajador de vestimenta adecuada (sombrero, gafas de sol, cremas y lociones solares), vigilar que la ingesta de agua tenga cantidades moderadas de sal y establecer descansos de recuperación si las soluciones anteriores no son suficientes.

El aporte alimentario calórico debe ser suficiente para compensar el gasto derivado de la actividad y de las contracciones musculares.

Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada a las condiciones de humedad y resistencia de tierra de la instalación provisional).

Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer expeditas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.

El número, la distribución y las dimensiones de las vías y salidas de emergencia dependerán del uso, de los equipos y de las dimensiones de la obra y de los locales, así como el número máximo de personas que puedan estar presentes en ellos.

En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.

Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello. 227

### **3.1.5.3. MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER PARTICULAR PARA CADA OFICIO**

#### **3.1.5.3.1 Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas**

- Antes del inicio de los trabajos, se inspeccionará el tajo con el fin de detectar posibles grietas o movimientos del terreno.

- Se prohibirá el acopio de tierras o de materiales a menos de dos metros del borde de la excavación, para evitar sobrecargas y posibles vuelcos del terreno, señalizándose además mediante una línea esta distancia de seguridad.

- Se eliminarán todos los bolos o viseras de los frentes de la excavación que por su situación ofrezcan el riesgo de desprendimiento.

- La maquinaria estará dotada de peldaños y asidero para subir o bajar de la cabina de

control. No se utilizará como apoyo para subir a la cabina las llantas, cubiertas, cadenas y guardabarros.

- Los desplazamientos por el interior de la obra se realizarán por caminos señalizados.

- Se utilizarán redes tensas o mallazo electrosoldado situadas sobre los taludes, con un solape mínimo de 2 m.

- La circulación de los vehículos se realizará a un máximo de aproximación al borde de

- la excavación no superior a los 3 m. para vehículos ligeros y de 4 m para pesados.

- Se conservarán los caminos de circulación interna cubriendo baches, eliminando blandones y compactando mediante zahorras.

- El acceso y salida de los pozos y zanjas se efectuará mediante una escalera sólida,

anclada en la parte superior del pozo, que estará provista de zapatas antideslizantes.

- Cuando la profundidad del pozo sea igual o superior a 1,5 m., se entibará (o

encamisará el perímetro en prevención de derrumbamientos.

- Se efectuará el achique inmediato de las aguas que afloran (o caen) en el interior de las zanjas, para evitar que se altere la estabilidad de los taludes.

En presencia de líneas eléctricas en servicio se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

- Se procederá a solicitar de la compañía propietaria de la línea eléctrica el corte de fluido y puesta a tierra de los cables, antes de realizar los trabajos.

- La línea eléctrica que afecta a la obra será desviada de su actual trazado al límite marcado en los planos.

- La distancia de seguridad con respecto a las líneas eléctricas que cruzan la obra, queda fijada en 5 m., en zonas accesibles durante la construcción.

- Se prohíbe la utilización de cualquier calzado que no sea aislante de la electricidad en proximidad con la línea eléctrica.

### **3.1.5.3.2 Relleno de tierras**

- Se prohíbe el transporte de personal fuera de la cabina de conducción y/o en número superior a los asientos existentes en el interior.

- Se regarán periódicamente los tajos, las cargas y cajas de camión, para evitar las polvaredas. Especialmente si se debe conducir por vías públicas, calles y carreteras.

- Se instalará, en el borde de los terraplenes de vertido, sólidos topes de limitación de recorrido para el vertido en retroceso.

- Se prohíbe la permanencia de personas en un radio no inferior a los 5 m. en torno a las compactadoras y apisonadoras en funcionamiento.

- Los vehículos de compactación y apisonado, irán provistos de cabina de seguridad de protección en caso de vuelco.

### **3.1.5.3.3 Encofrados**

- Se prohíbe la permanencia de operarios en las zonas de batido de cargas durante las

- operaciones de izado de tablonas, sopandas, puntales y ferralla; igualmente se procederá durante la elevación de viguetas, nervios, armaduras, pilares, bovedillas, etc.

- El ascenso y descenso del personal a los encofrados, se efectuará a través de escaleras de mano reglamentarias.



- Se instalarán barandillas reglamentarias en los frentes de losas horizontales, para impedir la caída al vacío de las personas.
- Los clavos o puntas existentes en la madera usada, se extraerán o remacharán, según casos.
- Queda prohibido encofrar sin antes haber cubierto el riesgo de caída desde altura mediante la ubicación de redes de protección.

#### **3.1.5.3.4 Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra**

- Los paquetes de redondos se almacenarán en posición horizontal sobre durmientes de madera capa a capa, evitándose las alturas de las pilas superiores al 1'50 m.
- Se efectuará un barrido diario de puntas, alambres y recortes de ferralla en torno al banco (o bancos, borriquetes, etc.) de trabajo.
- Queda prohibido el transporte aéreo de armaduras de pilares en posición vertical.
- Se prohíbe trepar por las armaduras en cualquier caso.
- Se prohíbe el montaje de zunchos perimetrales, sin antes estar correctamente instaladas las redes de protección.
- Se evitará, en lo posible, caminar por los fondillos de los encofrados de jácenas o vigas.

#### **3.1.5.3.5 Trabajos de manipulación del hormigón**

- Se instalarán fuertes topes final de recorrido de los camiones hormigonera, en evitación de vuelcos.
- Se prohíbe acercar las ruedas de los camiones hormigoneras a menos de 2 m. del borde de la excavación.
- Se prohíbe cargar el cubo por encima de la carga máxima admisible de la grúa que lo sustenta.
- Se procurará no golpear con el cubo los encofrados, ni las entibaciones.
- La tubería de la bomba de hormigonado, se apoyará sobre caballetes, arriostrándose las partes susceptibles de movimiento.
- Para vibrar el hormigón desde posiciones sobre la cimentación que se hormigona, se establecerán plataformas de trabajo móviles formadas por un mínimo de tres tablones, que se dispondrán perpendicularmente al eje de la zanja o zapata.

- El hormigonado y vibrado del hormigón de pilares, se realizará desde "castilletes de hormigonado".
- En el momento en el que el forjado lo permita, se izará en torno a los huecos el peto definitivo de fábrica, en prevención de caídas al vacío.
- Se prohíbe transitar pisando directamente sobre las bovedillas (cerámicas o de hormigón), en prevención de caídas a distinto nivel.

### **3.1.5.3.6 Instalación eléctrica provisional de obra**

- El montaje de aparatos eléctricos será ejecutado por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos.
- El calibre o sección del cableado será siempre el adecuado para la carga eléctrica que ha de soportar.
- Los hilos tendrán la funda protectora aislante sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos.
- La distribución general desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios o de planta, se efectuará mediante manguera eléctrica antihumedad.
- El tendido de los cables y mangueras, se efectuará a una altura mínima de 2 m. en los lugares peatonales y de 5 m. en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento.
- Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas anti humedad.
- Las mangueras de "alargadera" por ser provisionales y de corta estancia pueden llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los paramentos verticales.
- Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.
- Los cuadros eléctricos metálicos tendrán la carcasa conectada a tierra.
- Los cuadros eléctricos se colgarán pendientes de tableros de madera recibidos a los paramentos verticales o bien a "pies derechos" firmes.
- Las maniobras a ejecutar en el cuadro eléctrico general se efectuarán subido a una banqueta de maniobra o alfombrilla aislante.
- Los cuadros eléctricos poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie.
- La tensión siempre estará en la clavija "hembra", nunca en la "macho", para evitar los contactos eléctricos directos.
- Los interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con las siguientes sensibilidades:
  - 300 mA. Alimentación a la maquinaria.

- 30 mA. Alimentación a la maquinaria como mejora del nivel de seguridad.
- 30 mA. Para las instalaciones eléctricas de alumbrado.
- Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.
- El neutro de la instalación estará puesto a tierra.
- La toma de tierra se efectuará a través de la pica o placa de cada cuadro general.
- El hilo de toma de tierra, siempre estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos.
- La iluminación mediante portátiles cumplirá la siguiente norma:

Portalámparas estanco de seguridad con mango aislante, rejilla protectora de la bombilla dotada de gancho de cuelgue a la pared, manguera antihumedad, clavija de conexión normalizada estanca de seguridad, alimentados a 24 V.

- La iluminación de los tajos se situará a una altura en torno a los 2 m., medidos desde la superficie de apoyo de los operarios en el puesto de trabajo.
- La iluminación de los tajos, siempre que sea posible, se efectuará cruzada con el fin de disminuir sombras.
- Las zonas de paso de la obra, estarán permanentemente iluminadas evitando rincones oscuros.
- No se permitirá las conexiones a tierra a través de conducciones de agua.
- No se permitirá el tránsito de carretillas y personas sobre mangueras eléctricas, pueden pelarse y producir accidentes.
- No se permitirá el tránsito bajo líneas eléctricas de las compañías con elementos longitudinales transportados a hombro (pértigas, reglas, escaleras de mano y asimilables). La inclinación de la pieza puede llegar a producir el contacto eléctrico.

#### PROTECTORES DE LA CABEZA.

- Cascos de seguridad, no metálicos, clase N, aislados para baja tensión, con el fin

de proteger a los trabajadores de los posibles choques, impactos y contactos eléctricos.

- Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección.
- Gafas de montura universal contra impactos y antipolvo.
- Mascarilla antipolvo con filtros protectores.
- Pantalla de protección para soldadura autógena y eléctrica.

#### PROTECTORES DE MANOS Y BRAZOS.

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones).
- Guantes de goma finos, para operarios que trabajen con hormigón.
- Guantes dieléctricos para B.T.
- Guantes de soldador.
- Muñequeras.
- Mango aislante de protección en las herramientas.

#### **PROTECTORES DE PIES Y PIERNAS.**

- Calzado provisto de suela y puntera de seguridad contra las agresiones mecánicas.
- Botas dieléctricas para B.T.
- Botas de protección impermeables.
- Polainas de soldador.
- Rodilleras.

#### **PROTECTORES DEL CUERPO.**

- Crema de protección y pomadas.
- Chalecos, chaquetas y mandiles de cuero para protección de las agresiones mecánicas.
- Traje impermeable de trabajo.
- Cinturón de seguridad, de sujeción y caída, clase A.
- Fajas y cinturones antivibraciones.
- Pértiga de B.T.
- Banqueta aislante clase I para maniobra de B.T.
- Linterna individual de situación.
- Comprobador de tensión.

### **3.1.5.4 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA LINEA SUBTERRANEA DE MEDIA Y BAJA TENSION**

A continuación se recogen las medidas específicas para cada una de las fases Nombradas anteriormente, que comprenden la realización de la Línea Subterránea Media Tensión.

#### **3.1.5.4.1 TRANSPORTE Y ACOPIO DE MATERIALES**

Es el riesgo derivado del transporte de los materiales al lugar de realización de la obra. Los vehículos deben cumplir exactamente lo estipulado en el Código de Circulación.

<b>RIESGOS ASOCIADOS</b>	<b>MEDIDAS PREVENTIVAS</b>
Caída de personas al mismo nivel	Inspección del estado del terreno
Cortes de circulación	Utilizar los pasos y vías existentes
Caída de objetos	Limitar la velocidad de los vehículos
Desprendimientos, desplomes y derrumbes.	Delimitación de los puntos peligrosos (Zanjas, calas, pozos, etc.)
Atrapamiento	Respetar zonas señalizadas y delimitadas
Confinamiento	Exigir y mantener un orden
Condiciones ambientales y de señalización	Precaución en transporte de materiales

Protecciones individuales a utilizar:

- Guantes de protección
- Casco de seguridad
- Botas de seguridad

Otros aspectos a considerar:

En cuanto al Acopio de material, hay que tener en cuenta, que antes de realizarlo se deberá realizar un reconocimiento del terreno, con el fin de escoger el mejor camino para llegar a los puntos de ubicación de los Apoyos, o bien limpiar o adecuar un camino.

Los caminos, pistas o veredas acondicionadas para el acopio del material deberán ser lo suficientemente anchos para evitar roces y choques, con ramas, árboles, piedras, etc.

El almacenamiento de los materiales, se deberá realizar de tal manera que estos no puedan producir derrumbamientos o deslizamientos. Se procurará seguir la siguiente clasificación:

- Áridos, cemento y gravas en filas y montones de no más de un metro.
- Cajas de aisladores se depositarán unas sobre otras sin que se rebase el metro de altura, se colocarán cuñas laterales para evitar deslizamientos o derrumbes.
- Herrajes para en armado de los apoyos y tortillería necesaria se depositará clasificando los hierros de mayor a menor dimensión, procurando no apilar cantidades excesivas.

#### **3.1.5.4.2 MOVIMIENTO DE TIERRAS, APERTURA DE ZANJAS Y REPOSICIÓN DE PAVIMENTO**

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Caída a las zanjas.</li> <li>- Desprendimiento de los bordes de los taludes de las rampas.</li> <li>- Atropellos causados por la maquinaria.</li> <li>- Caídas del personal, vehículos, maquinaria o materiales al fondo de la excavación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Controlar el avance de la excavación, eliminando bolos y viseras inestables, previniendo la posibilidad de lluvias o heladas.</li> <li>- Prohibir la permanencia del personal en la proximidad de las máquinas en movimiento.</li> <li>- Señalizar adecuadamente el movimiento de transporte pesado y máquinas en movimiento.</li> <li>- Dictar normas de actuación a los operadores de la maquinaria utilizada.</li> <li>- Las cargas de los camiones no sobrepasarán los límites establecidos y reglamentarios.</li> <li>- Establecer un mantenimiento correcto de la maquinaria.</li> <li>- Prohibir el paso a toda persona ajena a la obra.</li> <li>- Balizar, señalizar y vallar el perímetro de la obra, así como los puntos singulares en el interior de la misma.</li> <li>- Establecer zonas de paso y acceso a la obra.</li> <li>- Dotar de la adecuada protección al personal y velar por su utilización.</li> <li>- Establecer las entibaciones en las zonas que sean necesarias.</li> </ul>

### 3.1.5.4.3 CERCANÍA A LAS LÍNEAS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Caída de personas al mismo nivel</li> <li>- Caída de personas a distinto nivel</li> <li>- Caída de objetos</li> <li>- Desprendimientos,</li> <li>desplomes y derrumbes</li> <li>- Choques y golpes</li> <li>- Proyecciones</li> <li>- Contactos eléctricos</li> <li>- Arco eléctrico</li> <li>- Explosiones</li> <li>- Incendios</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En proximidad de líneas aéreas, no superar las distancias de seguridad:</li> <li>- Colocación de barreras y dispositivos de balizamiento.</li> <li>- Zona de evolución de la maquinaria delimitada y Señalizada.</li> <li>- Estimación de las distancias por exceso.</li> <li>- Solicitar descargo cuando no puedan mantenerse distancias.</li> <li>- Distancias específicas para personal no facultado a trabajar en instalaciones eléctricas</li> <li>- Cumplimiento de las disposiciones legales existentes.</li> <li>- (Distancias, cruzamientos, paralelismos.).</li> <li>- Según capítulo séptimo del R.A.T.</li> <li>- Puestas a tierra en buen estado:</li> <li>- Apoyos con interruptores, seccionadores: conexión a tierra de las carcasas y partes metálicas de los mismos.</li> <li>- Tratamiento químico del terreno si hay que reducir la resistencia de la toma de tierra.</li> <li>- Comprobación en el momento de su establecimiento y revisión cada seis años.</li> <li>- Terreno no favorable: descubrir cada nueve años</li> <li>- Protección frente a sobreintensidades: cortacircuitos fusibles e interruptores automáticos.</li> <li>- Protección contra sobretensiones: pararrayos y autoválvulas.</li> <li>- Solicitar permisos de Trabajos con riesgos especiales</li> </ul>

Protecciones colectivas a utilizar:

- Circuito de puesta a tierra.
- Protección contra sobreintensidades, (cortacircuitos, fusibles e interruptores automáticos.)
- Protección contra sobretensiones, (pararrayos).
- Señalizaciones y delimitación.

- Protecciones individuales a utilizar:
- Guantes aislantes.
- Casco y botas de seguridad.
- Gafas de protección.

#### **3.1.5.4.4 TENDIDO, EMPALME Y TERMINALES DE CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS**

<b>RIESGOS ASOCIADOS</b>	<b>MEDIDAS PREVENTIVAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Caídas de altura de personas.</li> <li>- Cortes en las manos.</li> <li>- Caídas de objetos a distinto nivel (herramientas, tornillos, etc.,)</li> <li>- Electrocutaciones por contacto indirecto.</li> <li>- Sobresfuerzos.</li> <li>- Contacto con elementos candentes.</li> <li>- Vuelco de maquinaria.</li> <li>- Atrapamientos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Utilización de casco, guantes y calzado adecuado.</li> <li>- Emplear bolsas porta-herramientas.</li> <li>- Dotar de adecuada protección personal y velar por su utilización.</li> <li>- Acondicionamiento de la zona de ubicación, anclaje correcto de las máquinas de tracción.</li> <li>- Control de maniobras y vigilancia continuada.</li> <li>- Utilizar fajas de protección lumbar.</li> </ul>

#### **3.1.5.4.5. RIESGOS LABORABLES NO ELIMINABLES COMPLETAMENTE**

Este apartado contiene la identificación de los riesgos laborales que no pueden ser completamente eliminados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que deberán adoptarse para el control y la reducción de este tipo de riesgos.

La primera relación se refiere a aspectos generales que afectan a la totalidad de la obra, y las restantes, a los aspectos específicos de cada una de las fases en las que ésta puede dividirse en:

Toda la obra

a) Riesgos más frecuentes:

- Caídas de operarios al mismo nivel
- Caídas de operarios a distinto nivel
- Caídas de objetos sobre operarios
- Caídas de objetos sobre terceros
- Choques o golpes contra objetos
- Fuertes vientos



- Trabajos en condición de humedad
- Contactos eléctricos directos e indirectos
- Cuerpos extraños en los ojos
- Sobreesfuerzos

b) Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Orden y limpieza de las vías de circulación de la obra
- Orden y limpieza de los lugares de trabajo
- Recubrimiento, o distancia de seguridad (1m) a líneas eléctricas de B.T.
- Recubrimiento, o distancia de seguridad (3 - 5 m) a líneas eléctricas de A.T.
- Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de obra)
- No permanecer en el radio de acción de las máquinas
- Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento
- Señalización de la obra (señales y carteles)
- Cintas de señalización y balizamiento a 10 m de distancia
- Vallado del perímetro completo de la obra, resistente y de altura 2m
- Marquesinas rígidas sobre accesos a la obra
- Pantalla inclinada rígida sobre aceras, vías de circulación o colindantes
- Extintor de polvo seco, de eficacia 21<sup>a</sup> - 113B
- Evacuación de escombros
- Escaleras auxiliares
- Información específica
- Grúa parada y en posición veleta

c) Equipos de protección individual:

- Cascos de seguridad
- Calzado protector
- Ropa de trabajo
- Casquetes antirruidos
- Gafas de seguridad
- Cinturones de protección

Movimientos de tierras

a) Riesgos más frecuentes:

- Desplomes, hundimientos y desprendimientos del terreno
- Caídas de materiales transportados

- Caídas de operarios al vacío
- Atrapamientos y aplastamientos
  
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de máquinas
- Ruidos, Vibraciones
- Interferencia con instalaciones enterradas
- Electrocuciones

b) Medidas preventivas y protecciones colectivas:

- Observación y vigilancia del terreno.
- Limpieza de bolos y viseras
- Achique de aguas
- Pasos o pasarelas
- Separación de tránsito de vehículos y operarios
- No acopiar junto al borde de la excavación
- No permanecer bajo el frente de excavación
- Barandillas en bordes de excavación (0,9 m)
- Acotar las zonas de acción de las máquinas
- Topes de retroceso para vertido y carga de vehículos

### **3.1.6. CONCLUSIÓN**

La Dirección Facultativa de la obra acreditará la adecuada formación y adiestramiento del personal de la obra, en materia de Prevención y Primeros Auxilios.

Así mismo, comprobará que existe un plan de emergencia para atención del personal en caso de accidente y que han sido contratados los servicios asistenciales adecuados.

La dirección de estos Servicios deberá ser colocada de forma visible en los sitios estratégicos de la obra, con indicación del número de teléfono

### **3.1.7 ANEXOS**

Riesgo y medidas de prevención y protección en cada fase del trabajo.

## **ANEXO 1**

### **PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES**

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>RIESGO</b>	<b>ACCIÓN PREVENTIVA Y PROTECCIONES</b>
Pruebas y puesta en servicio. (Desconexión y protección en el caso de mantenimiento, retirada o desmontaje de instalaciones)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Golpes.</li> <li>- Heridas.</li> <li>- Caídas.</li> <li>- Atrapamientos.</li> <li>- Contacto eléctrico directo e indirecto en AT y BT. Elementos candentes y quemaduras.</li> <li>- Presencia de animales, colonias, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ver punto 1.4.4. (Protecciones)</li> <li>- Cumplimiento MO 12.05.02 al 05.</li> <li>- Mantenimientos equipos y utilización de EPI's.</li> <li>- Utilización de EPI's, Adecuación de cargas, control de maniobras y vigilancia continuada.</li> <li>- Ver punto 1.4.4</li> <li>- Prevención de aperturas de armarios, celdas, etc.</li> </ul>

## **ANEXO 2**

### **LÍNEAS SUETERRÁNEAS**

Riesgos y medios de protección para evitarlos o minimizarlos.

#### **1. ACTIVIDADES.**

- Acopio, carga y descarga (acopio, carga y descarga de material recuperado y chatarra).
- Excavación, hormigonado y obras auxiliares.
- Izado y acondicionado del cable en apoyo L.A.(desmontaje cable en apoyo de línea aérea).
- Tendido, empalme y terminales de conductores (desmontaje de conductores, empalmes y terminales).
- Engrapado de soportes en galerías (desengrapado de soportes en galerías).
- Orden y limpieza, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa vigente, identificación de canalizaciones, coordinación con la empresa de gas, utilización de EPI's, entibamiento, vallado de seguridad, protección de huecos e información sobre posibles conducciones, utilizar fajas de protección lumbar, control de maniobras y vigilancia continuada, vigilancia continuada de la zona donde se está excavando, ver punto 1.4.4,

- Pruebas y puesta en servicio (mantenimiento, desguace o recuperación de instalaciones).

## 2. RIESGOS DE CADA ACTIVIDAD.

- Golpes, heridas, caídas de objetos, atrapamientos, presencia de animales (mordeduras, picaduras, sustos...).
- Caídas al mismo nivel, caídas a distinto nivel, exposición al gas natural, caídas de objetos, desprendimientos, golpes y heridas, oculares, cuerpos extraños, riesgos a terceros, sobreesfuerzos, atrapamientos, contactos eléctricos.
- Caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos, (desplome o rotura del apoyo o estructura).
- Vuelco de maquinaria, caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos, sobreesfuerzos, riesgos a terceros, ataque de animales.
- Caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos y sobreesfuerzos.
- Ver Anexo I y presencia de colonias, nidos.

## 3. ACCIONES PREVENTIVAS Y PROTECCIONES.

- Mantenimiento de equipos, utilización de EPI's, adecuación de las cargas, control de maniobras y vigilancia continuada, utilización de EPI.s, revisión del entorno y ver punto 1.4.4.
- Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa vigente, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada, (análisis previo de las condiciones de tiro y equilibrio y atirantado o medios de trabajo específicos).
- Acondicionamiento de la zona de ubicación; anclaje correcto de las máquinas de tracción, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, control de maniobras y vigilancia continuada, utilización de EPI's, utilizar fajas de protección lumbar, vigilancia continuada y señalización de riesgos y revisión del entorno.
- Ver punto 1.4.4, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada y utilizar fajas de protección lumbar.
- Ver Anexo I y revisión del entorno.

## ANEXO 3

### **INSTALACIÓN / RETIRADA DE EQUIPOS DE MEDIDA EN BT, SIN TENSIÓN.**

## 1. ACTIVIDADES.

- Acopio, carga y descarga.
- Desconexión / conexión de la instalación eléctrica y pruebas.
- montaje / desmontaje.

## 2. RIESGOS DE CADA ACTIVIDAD

- Golpes, cortes, caídas de objetos, caídas a nivel y atrapamientos.
- Contacto eléctrico directo e indirecto en BT.
- Caídas al mismo nivel, caídas a diferente nivel, caídas de objetos, golpes y cortes, proyección de partículas, riesgos a terceros, sobreesfuerzos, atrapamientos, contacto eléctrico directo e indirecto en BT, arco eléctrico en BT y elementos candentes y quemaduras.

## 3. ACCIONES PREVENTIVAS y PROTECCIONES

- Ver punto 1.4.4. Mantenimiento equipos, utilización de EPI's, adecuación de las cargas, y control de maniobras.
- Ver punto 1.4.4., Utilización de EPI's, coordinar con el cliente los trabajos a realizar, aplicar las 5 reglas de oro\*, apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión, informar por parte del Jefe de Trabajo a todo el personal, la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y donde se encuentran los puntos en tensión más cercanos.
- Ver punto 1.4.4, orden y limpieza, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, vallado de seguridad, protección de huecos, información sobre posibles conducciones, utilizar fajas de protección lumbar, control de maniobras y atención continuada, apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión, informar por parte del jefe de trabajo a todo el personal, la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y donde se encuentran los puentes en tensión más cercanos.

<b>5 REGLAS DE ORO</b>
las fuentes en tensión
Bloquear los aparatos de corte
Verificar la ausencia de tensión
Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión
Delimitar y señalizar la zona de trabajo

## ANEXO 4

### **INSTALACIONES DE TELECOMUNICACIONES ASOCIADAS A LAS INSTALACIONES ELECTRICAS SUBTERRÁNEAS.**

## 1. ACTIVIDADES.

- Acopio, carga y descarga (acopio carga y descarga de material recuperado/chatarra).
- Excavación, hormigonado y obras auxiliares.
- Izado y acondicionado del cable en apoyo L.A.
- Tendido, empalme y terminales de conductores (desmontaje de conductores, empalmes y terminales).
- Engrapado de soportes en galerías (desengrapado de soportes en galerías).
- Pruebas y puesta en servicio (mantenimiento, desguace o recuperación de instalaciones).

## 2. RIESGOS DE CADA ACTIVIDAD.

- Golpes, heridas, caídas de objetos y atrapamientos.
- Caídas al mismo nivel, caídas a distinto nivel, exposición al gas natural, caídas de objetos, desprendimientos, golpes y heridas, oculares y cuerpos extraños, riesgos a terceros, sobreesfuerzos, atrapamientos y contactos eléctricos.
- Caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos y (desplome o rotura del apoyo o estructura).
- Vuelco de maquinaria, caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos, sobreesfuerzos, riesgos a terceros, quemaduras y presencia de animales.
- Caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos y sobre esfuerzos.
- Ver Anexo 1.

## 3. ACCIONES PREVENTIVAS Y PROTECCIONES.

- Mantenimiento de equipos, utilización de EPI's, adecuación de las cargas, control y maniobras, vigilancia continuada y ver punto 1.4.4.
- Orden y limpieza, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa, identificación de canalizaciones, coordinación con la empresa de gas, Utilización de EPI's, entibamiento, vallado de seguridad con protección de huecos e información sobre posibles conducciones, utilización de fajas de protección lumbar, control de maniobras y vigilancia continuada, vigilancia continuada de la zona donde se está excavando, ver punto 1.4.4.
- Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa vigente (ver punto 1.4.4), utilización de f EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada y (análisis previo de las condiciones de tiro y equilibrio y atirantado o medios de trabajo específicos).
- Acondicionamiento de la zona de ubicación, anclaje correcto da las máquinas de tracción, utilización de equipos de - protección individual y colectiva, según normativa vigente (ver punto 1.4.4.), Utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada, utilizar fajas de protección lumbar, vigilancia continuada y señalización de riesgos y revisión del entorno.

- Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa vigente (ver punto 1.4.4.), Utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada, utilizar fajas de protección lumbar.
- Ver Anexo I.

## **ANEXO 5**

### **TRABAJOS EN TENSION**

#### **A. DISPOSICIONES GENERALES**

1 - Los trabajos en tensión deberán ser realizados por trabajadores cualificados, siguiendo un procedimiento previamente estudiado y, cuando su complejidad o novedad lo requiera, ensayado sin tensión, que se ajuste a los requisitos indicados a continuación. Los trabajos en lugares donde la comunicación sea difícil, por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes, al menos, dos trabajadores con formación en materia de primeros auxilios.

Todos los trabajadores cualificados que intervengan en los trabajos en tensión deben estar adecuadamente entrenados en los métodos y procedimientos específicos utilizados en este tipo de trabajos.

La formación y entrenamiento de estos trabajadores debería incluir la aplicación de primeros auxilios a los accidentados por choque eléctrico así como los procedimientos de emergencia tales como el rescate de accidentados desde los apoyos de líneas aéreas o desde las «bocas de hombre» de acceso a lugares subterráneos o recintos cerrados.

2. El método de trabajo empleado y los equipos y materiales utilizados deberán asegurar la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico, garantizando, en particular, que el trabajador no pueda contactar accidentalmente con cualquier otro elemento a potencial distinto al suyo.

Entre los equipos y materiales citados se encuentran:

- Los accesorios aislantes (pantallas, cubiertas, vainas, recubrimiento de partes activas o masas.
- Los útiles aislantes o aislados (herramientas, pinzas, puntas de prueba, etc.).
- Las pértigas aislantes.
- Los dispositivos aislantes o aislados (banquetas, alfombras, plataformas de trabajo, etc.).
- Los equipos de protección individual frente a riesgos eléctricos (guantes, gafas, cascos, etc.)

Existen tres métodos de trabajo en tensión para garantizar la seguridad de los trabajadores que los realizan:

a. Método de trabajo a potencial, empleado principalmente en instalaciones y líneas de transporte de alta tensión.

b. Método de trabajo a distancia, utilizado principalmente en instalaciones de alta tensión en la gama media de tensiones.

c. Método de trabajo en contacto con protección aislante en las manos, utilizado principalmente en baja tensión, aunque también se emplea en la gama baja de alta tensión.

Dentro de cada uno de dichos métodos es preciso desarrollar procedimientos específicos para cada tipo de trabajo a realizar, por ejemplo: sustitución de aislamientos de cadena, conexión o desconexión de derivaciones, sustitución de apoyos, etc. En alta tensión, estos procedimientos deberán plasmarse por escrito, de forma que la empresa pueda disponer de un repertorio de procedimientos específicos sancionados por la práctica. En el caso de que se solicite un trabajo en tensión para el que no disponga de un procedimiento probado, será necesario estudiar minuciosamente la forma de realizarlo con garantías de seguridad. El nuevo procedimiento debe ser ensayado previamente sin tensión cuando su complejidad o novedad lo requiera, tal como se indica en el presente Anexo.

Equipos de protección individual requeridos:

- Casco de seguridad aislante con barboquejo
- Gafas o pantalla facial adecuadas al arco eléctrico y/o inactivas.
- Arnés o cinturón de seguridad
- Guantes de protección contra riesgos mecánicos

Otros equipos complementarios

- Ropa de trabajo
- Calzado de trabajo bajo en contacto

3. A efectos de lo dispuesto en el apartado anterior, los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se elegirán, de entre los concebidos para tal fin, teniendo en cuenta las características del trabajo y de los trabajadores y, en particular, la tensión de servicio, y se utilizarán, mantendrán y revisarán siguiendo las instrucciones de su fabricante.

En cualquier caso, los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se ajustarán a la normativa específica que les sea de aplicación.

Como ya se ha dicho, todos los equipos utilizados en los distintos métodos de trabajo en tensión deben ser elegidos entre los diseñados específicamente para este fin, de acuerdo con la normativa legal y/o técnica que les resulte de aplicación.

Por otra parte, dichos equipos deben ser revisados y mantenidos de acuerdo con las instrucciones del fabricante. En particular, los equipos deben ser mantenidos perfectamente limpios y libres de humedad antes y durante su utilización.

En el caso de los trabajos en alta tensión, se recomienda que cada equipo de trabajo y de protección individual tenga una ficha técnica donde se indique lo siguiente:

-Su campo de aplicación (método de trabajo en tensión)



- Sus límites de utilización (tensiones máximas, etc.)
- Los requisitos de mantenimiento y conservación
- Los ensayos o controles requeridos y su periodicidad

Los materiales aislantes y las herramientas aisladas deben ser guardados en lugares secos y su transporte al lugar de trabajo debe hacerse en estuches o fundas que garanticen su protección. Asimismo, en el lugar de trabajo deben ser colocados sobre soportes o lonas impermeables a salvo del polvo y la humedad.

Antes de su utilización se deben limpiar cuidadosamente, para eliminar de la superficie cualquier rastro de polvo o humedad. Las cuerdas aislantes no deben ser utilizadas si no hay garantías de que están bien secas y limpias. Del mismo modo, los equipos de protección individual deben guardarse en lugares secos y transportarse en estuches o fundas adecuadas.

En todo caso, los referidos equipos de trabajo deben cumplir las disposiciones del RD 1215/1997, de 18 de julio, sobre equipos de trabajo.

#### NORMAS TÉCNICAS APLICABLES A DIVERSOS EQUIPOS DE TRABAJO

Útiles aislantes y aislados:

- UNE – EN 60900:1994 y anexo A1 : 1996 y anexo A11: 1998. Herramientas manuales para trabajos en tensión hasta 1000 V en corriente alterna y 1500 V en corriente continua.

- UNE-EN 60832: 1998.- Pértigas aislantes y herramientas para cabezal universal para trabajos en Tensión.

- UNE-EN 60855: 1998 + Errata:1998.- Tubos aislantes rellenos de espuma y barras aislantes macizas para trabajos en tensión

- UNE-EN 61235: 1996 + Errata:1997.- Trabajos en tensión. Tubos huecos aislantes para trabajos eléctricos.

- UNE-21731-191.- Pértigas aislantes y herramientas para cabezal universal para trabajos en tensión.

- UNE 21 706 90.- Tubos aislantes rellenos de espuma y pértigas aislantes macizas para trabajos en alta tensión.

Dispositivos avilantes:

- UNE 204 001:1999.- Banquetas aislantes para trabajos eléctricos.

- UNE-EN 61478:2002.- Trabajos en tensión. Escaleras de material aislante.

- UNE-EN 61057:1996.- Elevadores de brazo aislante utilizados para los trabajos en tensión superior a 1 KV en corriente alterna.

Normativa aplicable a los equipos de protección individual.

Los equipos de protección individual deben cumplir dos clases de normas legales:

A. Normas relativas a su utilización

B. Normas relativas a su comercialización

A.- Con respecto a su utilización, los equipos de protección individual están sujetos al cumplimiento del Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

En este Real Decreto se establecen las disposiciones mínimas relativas al empleo de equipos de protección individual, las condiciones generales que deben reunir y los criterios para su elección, utilización y mantenimiento. También se especifican las obligaciones del empresario en materia de información y formación de los trabajadores.

El Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo ha editado la «Guía técnica sobre utilización de equipos de protección individual», destinada a desarrollar los aspectos técnicos de dicho Real Decreto.

B.- Con respecto a su comercialización, los equipos de protección individual deben cumplir el Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre y sus modificaciones (Real Decreto 159/1995, de 3 de febrero, y Orden de 20 de febrero de 1997).

En dicha normativa, se establecen las condiciones de comercialización y de libre circulación intracomunitaria, así como las exigencias esenciales de sanidad y seguridad que deben cumplir estos equipos para preservar la salud y garantizar la seguridad de los usuarios.

El apartado 3.8 del Anexo 11 del citado Real Decreto 1407/1992 establece las exigencias esenciales para los EPI contra riesgos eléctricos, referidas a los siguientes aspectos:

Deben poseer un aislamiento adecuado a las tensiones a las que los usuarios tengan que exponerse en las condiciones más desfavorables.

Los materiales y demás componentes se elegirán de tal manera que la corriente de fuga, medida a través de la cubierta protectora con tensiones similares a las que se puedan dar «in situ», sea lo más baja posible y siempre inferior a un valor convencional máximo admisible en correlación con un umbral de tolerancia.

Los tipos de EPI que vayan a utilizarse exclusivamente en trabajos o maniobras en instalaciones con tensión eléctrica o que puedan llegar a estar bajo tensión, llevarán una marca (al igual que en su cobertura protectora) que indique, especialmente, el tipo de protección y/o la tensión de utilización correspondiente, además de otros requisitos

especificados en esta disposición, así como espacios previstos para las puestas en servicio o las pruebas y controles periódicos.

De acuerdo con la clasificación que se establece para los equipos de protección individual, los destinados a proteger contra los riesgos eléctricos para los trabajos realizados bajo tensiones peligrosas deben llevar, además del preceptivo marcado CE, el número del organismo notificado que realiza el control del producto final.

También se establece la obligación del fabricante de entregar un folleto informativo, en el idioma del país de utilización, con los equipos de protección individual comercializados en el cual, además del nombre y la dirección del fabricante se debe indicar toda la información útil sobre:

- Instrucciones de almacenamiento, uso, limpieza, mantenimiento, revisión y desinfección.
- Rendimientos alcanzados en los exámenes técnicos dirigidos a la verificación de los grados o clases de protección.
- Accesorios que se pueden utilizar y características de las piezas de repuesto adecuadas.
- Clases de protección adecuadas a los diferentes niveles de riesgo y límites de uso correspondientes.
- Fecha o plazo de caducidad del equipo o de algunos de sus componentes.
- Lipa de embalaje adecuado para transportar los equipos.
- Explicación de las marcas si las hubiere.

Los trabajadores, a través de los Delegados de Prevención adecuadamente asesorados, tienen derecho a participar en la elección de dichos equipos.

#### **NORMAS TÉCNICAS APLICABLES A LOS EQUIPOS DE Protección INDIVIDUAL**

- UNE-EN 50237:1998.- Guantes y manoplas con protección mecánica para trabajos eléctricos.
- UNE-EN 50321.- Calzado aislante de la electricidad para uso en instalaciones de baja tensión.
- UNE-EN 50286:2000.- Ropa aislante de protección para trabajos en instalaciones de baja tensión.
- UNE-EN 60895: 1998.- Ropa conductora para trabajos en tensión hasta 800 kV de tensión nominal en corriente alterna.
- UNE-EN 60903/A 11 :1997.- Guantes y manoplas de material aislante para trabajos eléctricos.
- UNE-EN 60903:2000.- Guantes y manoplas de material aislante para trabajos eléctricos
- UNE-EN 60984:1995.- Manguitos de material aislante para trabajos en tensión.

#### **B. DISPOSICIONES-ADICIONALES PARA TRABAJOS EN ALTA TENISÓN**

1. El trabajo se efectuará bajo la dirección y vigilancia de un jefe de trabajo, que será el trabajador cualificado que asume la responsabilidad directa del mismo; si la amplitud de la zona de trabajo no le permitiera una vigilancia adecuada, deberá requerir la ayuda de otro trabajador cualificado.

El jefe de trabajo se comunicará con el responsable, de la instalación donde se realiza el trabajo, a fin de adecuar las condiciones de la instalación a las exigencias del trabajo.

2. Los trabajadores cualificados deberán ser autorizados por escrito por el empresario para realizar el tipo de trabajo que vaya a desarrollarse, tras comprobar su capacidad para hacerla correctamente, de acuerdo al procedimiento establecido, el cual deberá definirse por escrito e incluir la secuencia de las operaciones a realizar, indicando, en cada caso:

- Las medidas de seguridad que deben adaptarse.
- El material y medios de protección a utilizar y, si es preciso, las instrucciones para su uso y para la verificación de su buen estado.
- Las circunstancias que pudieran exigir la interrupción del trabajo.

3. La autorización, tendrá que renovarse, tras una nueva comprobación de la capacidad del trabajador para seguir correctamente el procedimiento de trabajo establecido, cuando éste cambie significativamente, o cuando el trabajador haya dejado de realizar el tipo de trabajo en cuestión durante un período de tiempo superior a un año.

La autorización deberá retirarse cuando se observe que el trabajador incumple las normas de seguridad, o cuando la vigilancia de la salud ponga de manifiesto que el estado a la situación transitoria del trabajador no se adecua a las exigencias psicofísicas requeridas por el tipo de trabajo a desarrollar.

Cuando se trata de instalaciones de alta tensión, la realización de cualquier trabajo en tensión, cualquiera que sea el método elegido, debe estar basado en la aplicación de un «procedimiento de ejecución» elaborado por personal competente de la empresa. Dicho procedimiento debe estar documentado y en él debe especificarse, al menos, lo siguiente: las medidas de seguridad que deben adaptarse, el material y los medios de protección que han de ser utilizados y las circunstancias que pueden requerir la interrupción del trabajo.

El procedimiento debe describir las sucesivas etapas del trabajo y detallar, en cada una de ellas, las distintas operaciones elementales que hayan de realizarse y la manera de ejecutarlas de forma segura.

Cuando el responsable de la instalación solicite a un jefe de Trabajo la ejecución de un «trabajo en tensión» debería proporcionarle el mencionado «procedimiento de ejecución» junto con la «autorización de trabajo en tensión» en la que se especificará el lugar de trabajo, las fechas de su realización y el régimen especial en que funcionará la instalación durante los trabajos.

El jefe de Trabajo, antes de iniciar el trabajo, deberá comunicarse con el responsable de la instalación para verificar que éste ha tomado las medidas necesarias para dejar la

instalación en la situación prevista para permitir la realización de los trabajos. Así mismo, se deberá habilitar un sistema de comunicación con el lugar de trabajo que permita solicitar las maniobras necesarias en caso de emergencia.

Por otra parte, el Jefe de Trabajo deberá reunir previamente a los operarios involucrados con el fin de exponerles el citado «procedimiento de ejecución» previamente elaborado, debatiendo con ellos los detalles hasta asegurarse de que todos lo han entendido correctamente.

Así mismo, durante la ejecución del trabajo el Jefe de Trabajo debe controlar en todo momento su desarrollo para asegurarse de que se realiza de acuerdo con el citado «procedimiento de ejecución». En particular, deberá asegurarse de que la zona de trabajo está señalizada y delimitada adecuadamente, siempre que exista la posibilidad de que otro trabajador o persona ajena penetre en dicha zona y acceda a elementos en tensión.

También deberá asegurarse de que ningún trabajador se coloque en posición de poder rebasar las distancias de seguridad mientras realiza las operaciones encomendadas. Si la extensión de la zona de trabajo no le permitiera realizar dicha vigilancia de forma correcta, debe pedir la ayuda de otro trabajador cualificado, con autorización escrita para trabajar en tensión en alta tensión.

Por otro lado, en los trabajos en tensión es primordial que todos y cada uno de los trabajadores se encuentren en condiciones físicas y mentales adecuadas para prevenir cualquier acto fuera de control que pueda poner en peligro su seguridad o la de sus compañeros.

El empresario debe autorizar por escrito a sus trabajadores cualificados para el tipo de trabajo a desarrollar. Estas autorizaciones deberían constar en un archivo destinado a facilitar su control.

Así mismo, el empresario deberá certificar que cada uno de los trabajadores ha realizado el entrenamiento requerido y ha superado satisfactoriamente las correspondientes pruebas teóricas y prácticas. Las certificaciones deberían estar registradas en un archivo destinado a facilitar su control.

## **3.2. ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN COMPACTOS Y PREFABRICADOS**

### **3.2.1. OBJETO**

Dar cumplimiento a las disposiciones del R.D. 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen los requisitos mínimos de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

Asimismo es objeto de este estudio de seguridad dar cumplimiento a la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo, de informar y dar instrucciones adecuadas en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y con las medidas de protección y prevención correspondientes.

### **3.2.1.2. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA.**

Descripción de la obra y situación:

La situación de la obra a realizar y la descripción de la misma se recogen en la Memoria del presente proyecto. **Ver planos 1 a 2**

#### **3.2.1.2.1. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

El suministro de energía eléctrica provisional de obra será facilitado por la Empresa constructora proporcionando los puntos de enganche necesarios en el lugar del emplazamiento de la obra.

#### **3.2.1.2.2. SUMINISTRO DE AGUA POTABLE**

En caso de que el suministro de agua potable no pueda realizarse a través de las conducciones habituales, se dispondrán los medios necesarios para contar con la misma desde el principio de la obra.

#### **3.2.1.2.3. VERTIDO DE AGUAS SUCIAS DE LOS SERVICIOS HIGIÉNICOS**

Se dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si es posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado existente en el lugar de las obras o en las inmediaciones.

Caso de no existir red de alcantarillado se dispondrá de un sistema que evite que las aguas fecales puedan afectar de algún modo al medio ambiente.

#### **3.2.1.2.4. INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS**

No se prevé interferencias en los trabajos puesto que si bien la obra civil y el montaje pueden ejecutarse por empresas diferentes, no existe coincidencia en el tiempo. No obstante, si existe más de una empresa en la ejecución del proyecto deberá nombrarse un Coordinador de Seguridad y Salud integrado en la Dirección facultativa, que será quien resuelva en las mismas desde el punto de vista de Seguridad y Salud en el trabajo.

La designación de este Coordinador habrá de ser sometida a la aprobación del Promotor.

En obras de ampliación y/o remodelación de instalaciones en servicio, deberá existir un coordinador de Seguridad y Salud que habrá de reunir las características descritas en el párrafo anterior, quien resolverá las interferencias, adoptando las medidas oportunas que puedan derivarse.

#### **3.2.1.3. MEMORIA**

Para el análisis de riesgos y medidas de prevención a adoptar, se dividen los trabajos por unidades constructivas dentro de los apartados de obra civil y montaje.

##### **3.2.1.3.1. OBRA CIVIL**

Descripción de la unidad constructiva, riesgos y medidas de prevención.

##### **3.2.1.3.1. 1 MOVIMIENTO DE TIERRAS Y CIMENTACIONES**

###### **a) Riesgos más frecuentes**

- Caídas a las zanjas.
- Desprendimientos de los bordes de los taludes de las rampas.
- Atropellos causados por la maquinaria.
- Caídas del personal, vehículos, maquinaria o materiales al fondo de la excavación.

###### **b) Medidas de preventivas**

- Controlar el avance de la excavación, eliminando bolos y viseras inestables, previniendo la posibilidad de lluvias o heladas.
- Prohibir la permanencia de personal en la proximidad de las máquinas en movimiento.
- Señalizar adecuadamente el movimiento de transporte pesado y maquinaria de obra.

- Dictar normas de actuación a los operadores de la maquinaria utilizada.
- Las cargas de los camiones no sobrepasarán los límites establecidos y reglamentarios.
- Establecer un mantenimiento correcto de la maquinaria.
  
- Prohibir el paso a toda persona ajena a la obra. Balizar, señalizar y vallar el perímetro de la obra, así como los puntos singulares en el interior de la misma.
- Establecer zonas de paso y acceso a la obra.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.
- Establecer las estribaciones en las zonas que sean necesarias.

### **3.2.1.3.1.2. ESTRUCTURA**

#### **a) Riesgos más frecuentes**

- Caídas de altura de personas, en las fases de encofrado, desencofrado, puesta en obra del hormigón y montaje de piezas prefabricadas.
- Cortes en las manos.
- Pinchazos producidos por alambre de atar, hierros en espera, eslingas acodadas, puntas en el encofrado, etc.
- Caídas de objetos a distinto nivel (martillos, árido, etc.).
- Golpes en las manos, pies y cabeza.
- Electrocuciones por contacto indirecto.
- Caídas al mismo nivel.
- Quemaduras químicas producidas por el cemento.
- Sobreesfuerzos.

#### **b) Medidas preventivas**

- Emplear bolsas porta-herramientas.
- Desencofrar con los útiles adecuados y procedimiento preestablecido.
- Suprimir las puntas de la madera conforme es retirada.
- Prohibir el trepado por los encofrados o permanecer en equilibrio sobre los mismos, o bien por las armaduras.
- Vigilar el izado de las cargas para que sea estable, siguiendo su trayectoria.



- Controlar el vertido del hormigón suministrado con el auxilio de la grúa, verificando el correcto cierre del cubo.
- Prohibir la circulación del personal por debajo de las cargas suspendidas.
- El vertido del hormigón en soportes se hará siempre desde plataformas móviles correctamente protegidas.
- Prever si procede la adecuada situación de las redes de protección, verificándose antes de iniciar los diversos trabajos de estructura.
- Las herramientas eléctricas portátiles serán de doble aislamiento y su conexión se efectuará mediante clavijas adecuadas a un cuadro eléctrico dotado con interruptor diferencial de alta sensibilidad.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.

#### **3.2.1.3.1.3. CERRAMIENTOS**

##### **a) Riesgos más frecuentes**

- Caídas de altura.
- Desprendimiento de cargas-suspendidas.
- Golpes y cortes en las extremidades por objetos y herramientas.
- Los derivados del uso de medios auxiliares. (andamios, escaleras, etc.).

##### **b) Medidas de prevención**

- Señalizar las zonas de trabajo.
- Utilizar una plataforma de trabajo adecuada.
- Delimitar la zona señalizándola y evitando en lo posible el paso del personal por la vertical de los trabajos.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.

#### **3.2.1.3.1.4. ALBAÑILERÍA**

##### **a) Riesgos más frecuentes**

- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Proyección de partículas al cortar ladrillos con la paleta.
- Proyección de partículas en el uso de punteros y cortafríos.
- Cortes y heridas.
- Riesgos derivados de la utilización de máquinas eléctricas de mano.

b) Medidas de prevención

- Vigilar el orden y limpieza de cada uno de los tajos, estando las vías de tránsito libres de obstáculos (herramientas, materiales, escombros, etc.).
- Las zonas de trabajo tendrán una adecuada iluminación.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.
- Utilizar plataformas de trabajo adecuadas.

Las herramientas eléctricas portátiles serán de doble aislamiento y su conexión se efectuará a un cuadro eléctrico dotado con interruptor diferencial de alta sensibilidad.

### **3.2.1.3.2. MONTAJE**

Descripción de la unidad constructiva, riesgos y medidas de prevención y de protección.

#### **3.2.1.3.2.1. COLOCACIÓN DE SOPORTES Y EMBARRADOS**

a) Riesgos más frecuentes

- Caídas al distinto nivel.
- Choques o golpes.
- Proyección de partículas.

b) Medidas de prevención

- Verificar que las plataformas de trabajo son las adecuadas y que dispongan de superficies de apoyo en condiciones.
- Verificar que las escaleras portátiles disponen de los elementos antideslizantes.
- Disponer de iluminación suficiente.
- Dotar de las herramientas y útiles adecuados.
- Dotar de la adecuada protección personal para trabajos mecánicos y velar por su utilización.
- Las herramientas eléctricas portátiles serán de doble aislamiento y su conexión se efectuará a un cuadro eléctrico dotado con interruptor diferencial de alta sensibilidad.

#### **3.2.1.3.2.2 MONTAJE DE CELDAS PREFABRICADAS O APARAMENTA, TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y CUADROS DE B.T.**

a) Riesgos más frecuentes

- Atrapamientos contra objetos.

- Caídas de objetos pesados.
- Esfuerzos excesivos.
- Choques o golpes.

b) Medidas de prevención

- Verificar que nadie se sitúe en la trayectoria de la carga.
- Revisar los ganchos, grilletes, etc., comprobando si son los idóneos para la carga a elevar.
- Comprobar el reparto correcto de las cargas en los distintos ramales del cable.
- Dirigir las operaciones por el jefe del equipo, dando claramente las instrucciones que serán acordes con el R.D.485/1997 de señalización.
- Dar órdenes de no circular ni permanecer debajo de las cargas suspendidas.
- Señalizar la zona en la que se manipulen las cargas.
- Verificar el buen estado de los elementos siguientes:
  - Cables, poleas y tambores
  - Mandos y sistemas de parada.
  - Limitadores de carga y finales de carrera.
  - Frenos.
- Dotar de la adecuada protección personal para manejo de cargas y velar por su utilización.
- Ajustar los trabajos estrictamente a las características de la grúa (carga máxima, longitud de la pluma, carga en punta contrapeso). A tal fin, deberá existir un cartel suficientemente visible con las cargas máximas permitidas.
- La carga será observada en todo momento durante su puesta en obra, bien por el señalero o por el enganchador.

### **3.2.1.3.2.3. OPERACIONES DE PUESTA EN TENSIÓN**

a) Riesgos más frecuentes

- Contacto eléctrico en A.T. y B.T.
- Arco eléctrico en A.T. y B.T.
- Elementos candentes.

b) Medidas de prevención

- Coordinar con la Empresa Suministradora definiendo las maniobras eléctricas necesarias.
- Abrir con corte visible o efectivo las posibles fuentes de tensión.

- Comprobar en el punto de trabajo la ausencia de tensión.
- Enclavar los aparatos de maniobra.
- Señalizar la zona de trabajo a todos los componentes de grupo de la situación en que se encuentran los puntos en tensión más cercanos.
- Dotar de la adecuada protección personal y velar por su utilización.

#### **3.2.1.4. ASPECTOS GENERALES**

La Dirección Facultativa de la obra acreditará la adecuada formación y adiestramiento del personal de la Obra en materia de Prevención y Primeros Auxilios. Así mismo, comprobará que existe un plan de emergencia para atención del personal en caso de accidente y que han sido contratados los servicios asistenciales adecuados.

La dirección de estos Servicios deberá ser colocada de forma visible en los sitios estratégicos de la obra, con indicación del número de teléfono.

##### **3.2.1.4.1. BOTIQUÍN DE OBRA**

Se dispondrá en obra, en el vestuario o en la oficina, un botiquín que estará a cargo de una persona capacitada designada por la Empresa, con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente.

#### **3.2.5. NORMATIVA APLICABLE**

##### **3.2.5.1. NORMAS OFICIALES**

- Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales del 8 de noviembre.
- Texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social. Decreto 2.65/1974 de 30 de mayo.
- R.D. 1627/1997, de 24 de octubre. Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción.
- R.D.39/1997 de 17 de enero. Reglamento de los Servicios de Prevención.
- R.D. Lugares de Trabajo.
- R.D. Equipos de Trabajo.
- R.D. Protección Individual.

- R.D. Señalización de Seguridad.
- O.G.S.H.T. Título II, Capítulo VI.

### 3.2.6 ANEXOS

Riesgo y medidas de prevención y protección en cada fase del trabajo.

#### ANEXO 1

##### PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES

ACTIVIDAD	RIESGO	ACCIÓN PREVENTIVA Y PROTECCIONES
Pruebas y puesta en servicio. (Desconexión y protección en el caso de mantenimiento, retirada o desmontaje de instalaciones)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Golpes.</li> <li>- Heridas.</li> <li>- Caídas.</li> <li>- Atrapamientos.</li> <li>- Contacto eléctrico directo e indirecto en AT y BT.</li> <li>- Elementos candentes y quemaduras.</li> <li>- Presencia de animales, colonias, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ver punto 1.4.4. (Protecciones)</li> <li>- Cumplimiento MO 12.05.02 al 05.</li> <li>- Mantenimientos equipos y utilización de EPI's.</li> <li>- Utilización de EPI's, Adecuación de cargas, control de maniobras y vigilancia continuada.</li> <li>- Ver punto 1.4.4</li> <li>- Prevención de aperturas de armarios, celdas, etc.</li> </ul>

#### ANEXO 2

##### CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Centros de transformación aéreos (sobre apoyo y compactos).

##### 1. ACTIVIDADES.

- Acopio, carga y descarga de material nuevo y equipos y de material recuperado/chatarras.
- Excavación, hormigonado e instalación de los apoyos. (Desguace de los apoyos).
- Izado y montaje del transformador. (Izado y desmontaje del transformador).

##### 2. RIESGOS DE CADA ACTIVIDAD.

- Golpes, heridas, caídas de objetos, atrapamientos, presencia o ataques de animales. Impregnación o inhalación de sustancias peligrosas o molestas.
- Caídas al mismo nivel, caídas a diferente nivel, caídas de objetos, golpes y heridas, oculares, cuerpos extraños, riesgos ~ a terceros, sobreesfuerzos, e inicio de incendios por chispas.

- Caídas desde altura, desprendimientos de cargas, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos y contacto con PCB.
- Caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos, sobreesfuerzos, riesgos a terceros y presencia, o ataque de animales.
- Caídas a nivel, caídas a diferente nivel, caídas de objetos, riesgos a terceros, riesgos de incendio, riesgo eléctrico, riesgo de accidente de tráfico y presencia o ataque de animales.
- Ver Anexo I.

### 3. ACCIONES PREVENTIVAS Y PROTECCIONES.

- Ver punto 1.4.4., mantenimiento equipos, utilización de EPI's, adecuación de las cargas, control de maniobras, vigilancia continuada, y revisión del entorno.
- Ver punto 1.4.4., orden y limpieza, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según. Normativa vigente, utilización de EPI.'s, vallado de seguridad, protección huecos, utilizar fajas de protección lumbar, control de maniobras y vigilancia continuada y racionalización de las labores.
- Ver punto 1.4.4., utilización de equipos de los protección individual y colectiva, según Normativa vigente, revisión de los elementos de elevación y transporte, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada.
- Ver punto 1.4.4, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa. vigente, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada, utilizar fajas de protección lumbar, vigilancia continuada y señalización de riesgos y revisión del entorno.
- Ver punto 1.4.4. , Seguir instrucciones del fabricante, actuar de acuerdo con lo indicado en las fases anteriores cuando sean similares, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, D vallado de seguridad, protección de huecos e información sobre tendido de conductores, empleo de equipos homologados para el llenado de depósito y transporte de gas oíl, vehículos autorizados para el llenado, el grupo electrógeno estará en situación de parada, dotación de equipos para extinción de incendios, ver 1.4.4. , estar en posesión de los permisos, de circulación reglamentarios, ver Anexo I y revisión del entorno.
- Ver Anexo 1.

## ANEXO 2. BIS

### CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Centros de Transformación Lonja / subterráneos y otros usos

#### 1. ACTIVIDADES

- Acopio, carga y descarga de material nuevo y equipos de material recuperado/chatarras.
- Excavación, hormigonado y obras auxiliares.
- Montaje. (Desguace de apartamenta en general).
- Transporte, conexión y desconexión de motogeneradores auxiliares.

- Pruebas y puesta en servicio (Mantenimiento, desguace o recuperación de instalaciones).

## 2. RIESGOS DE CADA ACTIVIDAD

- Golpes, heridas, caídas de objetos, atrapamientos, desprendimiento de cargas, presencia o ataque de animales, y presencia de gases.
- Caídas al mismo nivel, caídas a diferente nivel, caídas de objetos, desprendimientos, golpes y heridas, oculares, cuerpos extraños, riesgos a terceros, sobreesfuerzos y atrapamientos.
- Caídas desde altura, golpes y herida, atrapamientos, caídas de objetos, ataques de animales, e impregnación o inhalación de sustancias peligrosas o molestas.
- Caídas a nivel, caídas a diferente nivel, caídas de objetos, riesgos a terceros, riesgos de incendio, riesgo eléctrico y riesgo de accidente de tráfico.
- Ver Anexo I.

## 3. ACCIONES PREVENTIVAS y PROTECCIONES

- Ver punto 1.4.4., Mantenimiento equipos, adecuación de las cargas, control e maniobras, vigilancia continuada, utilización de EPI's, revisión del entorno y revisión de elementos de elevación y transporte, y revisión del entorno.
- Ver punto 1.4.4. , Orden y limpieza, prever elementos de evacuación y rescate, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, entibamiento, vallado de seguridad, protección de huecos, información sobre posibles conducciones, utilizar fajas de protección lumbar y control de maniobras y vigilancia continuada.
- Ver punto 1.4.4., Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada, y revisión del entorno.
- Ver punto 1.4.4., Seguir instrucciones del fabricante, actuar de acuerdo con lo indicado en las fases anteriores cuando sean similares, utilización de equipos de

protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, vallado de seguridad, protección de huecos e información sobre tendido de conductores, empleo de equipos homologados para el llenado de depósito y transporte de gas oíl. Vehículos autorizados para ello, empleo de equipos homologados para el llenado de depósito y transporte de gas oíl. Vehículos autorizados para ello, para el llenado del Grupo Electrógeno estarán en situación de parada, dotación de equipos para extinción de incendios, estar en posesión de los permisos de circulación reglamentarios y ver Anexo I.

- Ver Anexo 1.

## ANEXO 3

### SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS DE DISTRIBUCIÓN.

#### 1. ACTIVIDADES

- Acopio, carga y descarga de material nuevo y equipos y de material recuperado/chatarras.
- Excavación, hormigonado y obras auxiliares.
- Montaje (Desguace de aparamenta en general).
- Transporte conexión y desconexión de equipos de control y medida.
- Pruebas y puesta en servicio (Mantenimiento, desguace o recuperación de instalaciones).

## 2. RIESGOS DE CADA ACTIVIDAD

- Golpes, heridas, caídas de objetos, atrapamientos, desprendimiento de cargas, contacto eléctrico, exposición al arco eléctrico y presencia o ataque de animales.
- Caídas al mismo nivel, caídas- a diferente nivel, caídas de objetos, desprendimientos, golpes y heridas, oculares, cuerpos extraños, riesgos a terceros, sobreesfuerzos y atrapamientos.
- Caídas desde altura, golpes y heridas, atrapamientos, caídas de objetos, presencia de colonias o animales.
- Caídas a nivel, caídas a diferente nivel, caídas de objetos, riesgos a terceros, riesgos de incendio, riesgo eléctrico, riesgo de accidente de tráfico y presencia de animales o colonias.
- Ver Anexo I.

### 1. ACCIONES PREVENTIVAS y PROTECCIONES

2.

- Ver punto 1.4.4, mantenimiento equipos, utilización de EPI ' s, adecuación de las cargas, control de maniobras, vigilancia continuada, utilización de EPI's, revisión de elementos de elevación y transporte, cumplimiento MO 12.05.02 y revisión del entorno.
- Ver punto 1.4.4. , Orden y limpieza, prever elementos de evacuación y rescate, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, entibamiento, vallado de seguridad, protección de huecos, información sobre posibles conducciones, utilizar fajas de protección lumbar y control de maniobras y vigilancia continuada.
- Ver punto 1.4.4., Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según normativa vigente, utilización de EPI's, control de maniobras y vigilancia continuada, y revisión del entorno.
- Ver punto 1.4.4, seguir MO 12.05.03 al 05, seguir instrucciones del fabricante, actuar de acuerdo con lo indicado en las fases anteriores cuando sean similares, utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente, utilización de EPI's, vallado de seguridad, protección de huecos e información sobre tendido de conductores, dotación de equipos para extinción de incendios, estar en posición de los permisos de circulación reglamentarios, ver Anexo I y revisión del entorno.
- Ver Anexo I.

## ANEXO 4

### TRABAJOS EN TENSIÓN



## A. DISPOSICIONES GENERALES

**1.** Los trabajos en tensión deberán ser realizados por trabajadores cualificados, siguiendo un procedimiento previamente estudiado y, cuando su complejidad o novedad lo requiera, ensayado sin tensión, que se ajuste a los requisitos indicados a continuación. Los trabajos en lugares donde la comunicación sea difícil, por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes, al menos, dos trabajadores con formación en materia de primeros auxilios.

Todos los trabajadores cualificados que intervengan en los trabajos en tensión deben estar adecuadamente entrenados en los métodos y procedimientos específicos utilizados en este tipo de trabajos.

La formación y entrenamiento de estos trabajadores debería incluir la aplicación de primeros auxilios a los accidentados por choque eléctrico así como los procedimientos de emergencia tales como el rescate de accidentados desde los apoyos de líneas aéreas o desde las «bocas de hombre» de acceso a lugares subterráneos o recintos cerrados.

**2.** El método de trabajo empleado y los equipos y materiales utilizados deberán asegurar la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico, garantizando, en particular, que el trabajador no pueda contactar accidentalmente con cualquier otro elemento a potencial distinto al suyo.

Entre los equipos y materiales citados se encuentran:

- Los accesorios aislantes (pantallas, cubiertas, vainas, recubrimiento de partes activas o masas.
- Los útiles aislantes o aislados (herramientas, pinzas, puntas de prueba, etc.).
- Las pértigas aislantes.
- Los dispositivos aislantes o aislados (banquetas, alfombras, plataformas de trabajo, etc.).
- Los equipos de protección individual frente a riesgos eléctricos (guantes, gafas, cascos, etc.)

Existen tres métodos de trabajo en tensión para garantizar la seguridad de los trabajadores que los realizan:

**a.** Método de trabajo a potencial, empleado principalmente en instalaciones y líneas de transporte de alta tensión.

**b.** Método de trabajo a distancia, utilizado principalmente en instalaciones de alta tensión en la gama media de tensiones.

**c.** Método de trabajo en contacto con protección aislante en las manos, utilizado principalmente en baja tensión, aunque también se emplea en la gama baja de alta tensión.

Dentro de cada uno de dichos métodos es preciso desarrollar procedimientos específicos para cada tipo de trabajo a realizar, por ejemplo: sustitución de aislamientos de cadena, conexión o desconexión de derivaciones, sustitución de apoyos, etc.

En alta tensión, estos procedimientos deberán plasmarse por escrito, de forma que la empresa pueda disponer de un repertorio de procedimientos específicos sancionados por la práctica. En el caso de que se solicite un trabajo en tensión para el que no disponga de un procedimiento probado, será necesario estudiar minuciosamente la forma de realizarlo con garantías de seguridad. El nuevo procedimiento debe ser ensayado

previamente sin tensión cuando su complejidad o novedad lo requiera, tal como se indica en el presente Anexo.

Equipos de protección individual requeridos:

☐ ☐ Casco de seguridad aislante con barboquejo

- Gafas o pantalla facial adecuadas al arco eléctrico y/o inactivas.

- Arnés o cinturón de seguridad

- Guantes de protección contra riesgos mecánicos

Otros equipos complementarios

- Ropa de trabajo

- Calzado de trabajo bajo en contacto

**3.** A efectos de lo dispuesto en el apartado anterior, los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se elegirán, de entre los concebidos para tal fin, teniendo en cuenta las características del trabajo y de los trabajadores y, en particular, la tensión de servicio, y se utilizarán, mantendrán y revisarán siguiendo las instrucciones de su fabricante.

En cualquier caso, los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se ajustarán a la normativa específica que les sea de aplicación.

Como ya se ha dicho, todos los equipos utilizados en los distintos métodos de trabajo en tensión deben ser elegidos entre los diseñados específicamente para este fin, de acuerdo con la normativa legal y/o técnica que les resulte de aplicación.

Por otra parte, dichos equipos deben ser revisados y mantenidos de acuerdo con las instrucciones del fabricante. En particular, los equipos deben ser mantenidos perfectamente limpios y libres de humedad antes y durante su utilización.

En el caso de los trabajos en alta tensión, se recomienda que cada equipo de trabajo y de protección individual tenga una ficha técnica donde se indique lo siguiente:

- Su campo de aplicación (método de trabajo en tensión)

- Sus límites de utilización (tensiones máximas, etc.)

- Los requisitos de mantenimiento y conservación

- Los ensayos o controles requeridos y su periodicidad

Los materiales aislantes y las herramientas aisladas deben ser guardados en lugares secos y su transporte al lugar de trabajo debe hacerse en estuches o fundas que garanticen su protección. Asimismo, en el lugar de trabajo deben ser colocados sobre soportes o lonas impermeables a salvo del polvo y la humedad.

Antes de su utilización se deben limpiar cuidadosamente, para eliminar de la superficie cualquier rastro de polvo o humedad. Las cuerdas aislantes no deben ser utilizadas si no hay garantías de que están bien secas y limpias. Del mismo modo, los equipos de protección individual deben guardarse en lugares secos y transportarse en estuches o fundas adecuadas.

En todo caso, los referidos equipos de trabajo deben cumplir las disposiciones del RD 1215/1997, de 18 de julio, sobre equipos de trabajo.

## NORMAS TÉCNICAS APLICABLES A DIVERSOS EQUIPOS DE TRABAJO

Útiles aislantes y aislados:

- UNE – EN 60900:1994 y anexo A1 : 1996 y anexo A11: 1998. Herramientas manuales para trabajos en tensión hasta 1000 V en corriente alterna y 1500 V en corriente continua.

- UNE-EN 60832: 1998.- Pértigas aislantes y herramientas para cabezal universal para trabajos en Tensión.

- UNE-EN 60855: 1998 + Errata:1998.- Tubos aislantes rellenos de espuma y barras aislantes macizas para trabajos en tensión

- UNE-EN 61235: 1996 + Errata:1997.- Trabajos en tensión. Tubos huecos aislantes para trabajos eléctricos.

- UNE-21731-191.- Pértigas aislantes y herramientas para cabezal universal para trabajos en tensión.

- UNE 21 706 90.- Tubos aislantes rellenos de espuma y pértigas aislantes macizas para trabajos en alta tensión.

Dispositivos avilantes:

- UNE 204 001:1999.- Banquetas aislantes para trabajos eléctricos.

- UNE-EN 61478:2002.- Trabajos en tensión. Escaleras de material aislante.

- UNE-EN 61057:1996.- Elevadores de brazo aislante utilizados para los trabajos en tensión superior a 1 KV en corriente alterna.

Normativa aplicable a los equipos de protección individual.

Los equipos de protección individual deben cumplir dos clases de normas legales:

A. Normas relativas a su utilización

B. Normas relativas a su comercialización

A. Normas relativas a su utilización

Con respecto a su utilización, los equipos de protección individual están sujetos al cumplimiento del Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

En este Real Decreto se establecen las disposiciones mínimas relativas al empleo de equipos de protección individual, las condiciones generales que deben reunir y los criterios para su elección, utilización y mantenimiento. También se especifican las obligaciones del empresario en materia de información y formación de los trabajadores.

El Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo ha editado la «Guía técnica sobre utilización de equipos de protección individual», destinada a desarrollar los aspectos técnicos de dicho Real Decreto.

#### B. Normas relativas a su comercialización

Con respecto a su comercialización, los equipos de protección individual deben cumplir el Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre y sus modificaciones (Real Decreto 159/1995, de 3 de febrero, y Orden de 20 de febrero de 1997).

En dicha normativa, se establecen las condiciones de comercialización y de libre circulación intracomunitaria, así como las exigencias esenciales de sanidad y seguridad que deben cumplir estos equipos para preservar la salud y garantizar la seguridad de los usuarios.

El apartado 3.8 del Anexo 11 del citado Real Decreto 1407/1992 establece las exigencias esenciales para los EPI contra riesgos eléctricos, referidas a los siguientes aspectos:

Deben poseer un aislamiento adecuado a las tensiones a las que los usuarios tengan que exponerse en las condiciones más desfavorables.

Los materiales y demás componentes se elegirán de tal manera que la corriente de fuga, medida a través de la cubierta protectora con tensiones similares a las que se puedan dar «in situ», sea lo más baja posible y siempre inferior a un valor convencional máximo admisible en correlación con un umbral de tolerancia.

Los tipos de EPI que vayan a utilizarse exclusivamente en trabajos o maniobras en instalaciones con tensión eléctrica o que puedan llegar a estar bajo tensión, llevarán una marca? (al igual que en su cobertura protectora) que indique, especialmente, el tipo de protección y/o la tensión de utilización correspondiente, además de otros requisitos especificados en esta disposición, así como espacios previstos para las puestas en servicio o las pruebas y controles periódicos.

De acuerdo con la clasificación que se establece para los equipos de protección individual, los destinados a proteger contra los riesgos eléctricos para los trabajos realizados bajo tensiones peligrosas deben llevar, además del preceptivo marcado CE, el número del organismo notificado que realiza el control del producto final.

También se establece la obligación del fabricante de entregar un folleto informativo, en el idioma del país de utilización, con los equipos de protección individual comercializados en el cual, además del nombre y la dirección del fabricante se debe indicar toda la información útil sobre:

- Instrucciones de almacenamiento, uso, limpieza, mantenimiento, revisión y desinfección.
- Rendimientos alcanzados en los exámenes técnicos dirigidos a la verificación de los grados o clases de protección.
- Accesorios que se pueden utilizar y características de las piezas de repuesto adecuadas.

- Clases de protección adecuadas a los diferentes niveles de riesgo y límites de uso correspondientes.
- Fecha o plazo de caducidad del equipo o de algunos de sus componentes.
- Lipa de embalaje adecuado para transportar los equipos.
- Explicación de las marcas si las hubiere.

Los trabajadores, a través de los Delegados de Prevención adecuadamente asesorados, tienen derecho a participar en la elección de dichos equipos.

#### NORMAS TÉCNICAS APLICABLES A LOS EQUIPOS DE Protección INDIVIDUAL

- UNE-EN 50237:1998.- Guantes y manoplas con protección mecánica para trabajos eléctricos.
- UNE-EN 50321.- Calzado aislante de la electricidad para uso en instalaciones de baja tensión.
- UNE-EN 50286:2000.- Ropa aislante de protección para trabajos en instalaciones de baja tensión.
- UNE-EN 60895: 1998.- Ropa conductora para trabajos en tensión hasta 800 kV de tensión nominal en corriente alterna.
- UNE-EN 60903/A 11 :1997.- Guantes y manoplas de material aislante para trabajos eléctricos.
- UNE-EN 60903:2000.- Guantes y manoplas de material aislante para trabajos eléctricos
- UNE-EN 60984:1995.- Manguitos de material aislante para trabajos en tensión.

#### B. DISPOSICIONES-ADICIONALES PARA TRABAJOS EN ALTA TENSIÓN

**1.** El trabajo se efectuará bajo la dirección y vigilancia de un jefe de trabajo, que será el trabajador cualificado que asume la responsabilidad directa del mismo; si la amplitud de la zona de trabajo no le permitiera una vigilancia adecuada, deberá requerir la ayuda de otro trabajador cualificado.

El jefe de trabajo se comunicará con el responsable, de la instalación donde se realiza el trabajo, a fin de adecuar las condiciones de la instalación a las exigencias del trabajo.

**2.** Los trabajadores cualificados deberán ser autorizados por escrito por el empresario para realizar el tipo de trabajo que vaya a desarrollarse, tras comprobar su capacidad para hacerla correctamente, de acuerdo al procedimiento establecido, el cual deberá definirse por escrito e incluir la secuencia de las operaciones a realizar, indicando, en cada caso:

- Las medidas de seguridad que deben adaptarse.
- El material y medios de protección a utilizar y, si es preciso, las instrucciones para su uso y para la verificación de su buen estado.
- Las circunstancias que pudieran exigir la interrupción del trabajo.

**3.** La autorización, tendrá que renovarse, tras una nueva comprobación de la capacidad del trabajador para seguir correctamente el procedimiento de trabajo establecido,

cuando éste cambie significativamente, o cuando el trabajador haya dejado de realizar el tipo de trabajo en cuestión durante un período de tiempo superior a un año.

La autorización deberá retirarse cuando se observe que el trabajador incumple las normas de seguridad, o cuando la vigilancia de la salud ponga de manifiesto que el estado a la situación transitoria del trabajador no se adecua a las exigencias psicofísicas requeridas por el tipo de trabajo a desarrollar.

Cuando se trata de instalaciones de alta tensión, la realización de cualquier trabajo en tensión, cualquiera que sea el método elegido, debe estar basado en la aplicación de un «procedimiento de ejecución» elaborado por personal competente de la empresa. Dicho procedimiento debe estar documentado y en él debe especificarse, al menos, lo siguiente: las medidas de seguridad que deben adaptarse, el material y los medios de protección que han de ser utilizados y las circunstancias que pueden requerir la interrupción del trabajo.

El procedimiento debe describir las sucesivas etapas del trabajo y detallar, en cada una de ellas, las distintas operaciones elementales que hayan de realizarse y la manera de ejecutarlas de forma segura.

Cuando el responsable de la instalación solicite a un jefe de Trabajo la ejecución de un «trabajo en tensión» debería proporcionarle el mencionado «procedimiento de ejecución» junto con la «autorización de trabajo en tensión» en la que se especificará el lugar de trabajo, las fechas de su realización y el régimen especial en que funcionará la instalación durante los trabajos.

El jefe de Trabajo, antes de iniciar el trabajo, deberá comunicarse con el responsable de la instalación para verificar que éste ha tomado las medidas necesarias para dejar la instalación en la situación prevista para permitir la realización de los trabajos. Así mismo, se deberá habilitar un sistema de comunicación con el lugar de trabajo que permita solicitar las maniobras necesarias en caso de emergencia.

Por otra parte, el Jefe de Trabajo deberá reunir previamente a los operarios involucrados con el fin de exponerles el citado «procedimiento de ejecución» previamente elaborado, debatiendo con ellos los detalles hasta asegurarse de que todos lo han entendido correctamente.

Así mismo, durante la ejecución del trabajo el Jefe de Trabajo debe controlar en todo momento su desarrollo para asegurarse de que se realiza de acuerdo con el citado «procedimiento de ejecución». En particular, deberá asegurarse de que la zona de trabajo está señalizada y lo delimitada adecuadamente, siempre que exista la posibilidad de que otro trabajador o persona ajena penetre en dicha zona y acceda a elementos en tensión.

También deberá asegurarse de que ningún trabajador se 'coloque en posición de poder rebasar las distancias de seguridad mientras realiza las operaciones encomendadas. Si la extensión de la zona de trabajo no le permitiera realizar dicha vigilancia de forma correcta, debe pedir la ayuda de otro trabajador cualificado, con autorización escrita para trabajar en tensión en alta tensión.

Por otro lado, en los trabajos en tensión es primordial que todos y cada uno de los trabajadores se encuentren en condiciones físicas y mentales adecuadas para prevenir

cualquier acto fuera de control que pueda poner en peligro su seguridad o la de sus compañeros.

El empresario debe autorizar por escrito a sus trabajadores cualificados para el tipo de trabajo a desarrollar. Estas autorizaciones deberían constar en un archivo destinado a facilitar su control.

Así mismo, el empresario deberá certificar que cada uno de los trabajadores ha realizado el entrenamiento requerido y ha superado satisfactoriamente las correspondientes pruebas teóricas y prácticas. Las certificaciones deberían estar registradas en un archivo destinado a facilitar su control.

## **4. PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS**



#### 4.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS (SEGÚN OMAM/304/2002)

Se va a proceder a la apertura de zanjas y tendido de líneas de Media y Baja Tensión para la posterior electrificación de un polígono residencial compuesto de edificios, viviendas unifamiliares con equipamiento educativo y social.

De acuerdo con la Orden 2690/2006 de ORDEN 2690/2006, de 28 de julio, del Consejero de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, por la que se regula la gestión de los residuos de construcción y demolición en la Comunidad de Madrid, se presenta el presente Plan de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición, conforme a lo dispuesto en el art. 3.

##### 4.1.1 Generalidades

Los trabajos de construcción de una obra dan lugar a una amplia variedad de residuos, los cuales sus características y cantidad dependen de la fase de construcción y del tipo de trabajo ejecutado.

Así, por ejemplo, al iniciarse una obra es habitual que haya que derribar una construcción existente y/o que se deban efectuar ciertos movimientos de tierras. Durante la realización de la obra también se origina una importante cantidad de residuos en forma de sobrantes y restos diversos de embalajes.

Es necesario identificar los trabajos previstos en la obra y el derribo con el fin de contemplar el tipo y el volumen de residuos se producirán, organizar los contenedores e ir adaptando esas decisiones a medida que avanza la ejecución de los trabajos. En efecto, en cada fase del proceso se debe planificar la manera adecuada de gestionar los residuos, hasta el punto de que, antes de que se produzcan los residuos, hay que decidir si se pueden reducir, reutilizar y reciclar.

La previsión incluso debe alcanzar a la gestión de los residuos del comedor del personal y de otras actividades, que si bien no son propiamente la ejecución material se originarán durante el transcurso de la obra: reciclar los residuos de papel de la oficina de la obra, los tonos y tinta de las impresoras y fotocopadoras, los residuos biológicos, etc. En definitiva, ya no es admisible la actitud de buscar excusas para no reutilizar o reciclar los residuos, sin tomarse la molestia de considerar otras opciones.

##### 4.1.2 Definiciones

Para un mejor entendimiento de este documento se realizan las siguientes definiciones dentro del ámbito de la gestión de residuos en obras de construcción y demolición:

- **Residuo:** Según la ley 10/98 se define residuo a cualquier sustancia u objeto del que su poseedor se desprenda o del que tenga la intención u obligación de desprenderse.

- **Residuo peligroso:** Son materias que en cualquier estado físico o químico contienen elementos o sustancias que pueden representar un peligro para el medio ambiente, la salud humana o los recursos naturales. En última instancia, se considerarán residuos

peligrosos los indicados en la "Orden MAM/ 304/ 2002 por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos" y en el resto de normativa nacional y comunitaria. También tendrán consideración de residuo peligroso los envases y recipientes que hayan contenido residuos o productos peligrosos.

- **Residuos no peligrosos:** Todos aquellos residuos no catalogados como tales según la definición anterior.

- **Residuo inerte:** Aquel residuo No Peligroso que no experimenta transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas, no es soluble ni combustible, ni reacciona física ni químicamente ni de ninguna otra manera, no es biodegradable, no afecta negativamente a otras materias con las cuales entra en contacto de forma que pueda dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. La lixivialidad total, el contenido de contaminantes del residuo y la eco toxicidad del lixiviado deberán ser insignificantes y en particular no deberán suponer un riesgo para la calidad de las aguas superficiales o subterráneas.

- **Residuo de construcción y demolición:** Cualquier sustancia u objeto que cumpliendo con la definición de residuo se genera en una obra de construcción y de demolición.

- **Código LER:** Código de 6 dígitos para identificar un residuo según la Orden MAM/304/2002.

- **Productor de residuos:** La persona física o jurídica titular de la licencia urbanística en una obra de construcción o demolición; en aquellas obras que no precisen de licencia urbanística, tendrá la consideración de productor de residuos la persona física o jurídica titular del bien inmueble objeto de una obra de construcción o demolición.

- **Poseedor de residuos de construcción y demolición:** La persona física o jurídica que tenga en su poder los residuos de construcción y demolición y que no ostente la condición de gestor de residuos. En todo caso, tendrá la consideración de poseedor la persona física o jurídica que ejecute la obra de construcción o demolición, tales como el constructor, los subcontratistas o los trabajadores autónomos.

En todo caso, no tendrán la consideración de poseedor de residuos de construcción y demolición los trabajadores por cuenta ajena.

- **Volumen aparente:** Volumen total de la masa de residuos en obra, espacio que ocupan acumulados sin compactar con los espacios vacíos que quedan incluidos entre medio. En última instancia, es el volumen que realmente ocupan en obra.

- **Volumen real:** Volumen de la masa de los residuos sin contar espacios vacíos, es decir, entendiendo una teórica masa compactada de los mismos.

- **Gestor de residuos:** La persona o entidad pública o privada que realice cualquiera de las operaciones que componen la gestión de los residuos, sea o no el productor de los mismos. Han de estar autorizados o registrados por el organismo autonómico correspondiente.

- **Destino final:** Cualquiera de las operaciones de valorización y eliminación de residuos enumeradas en la "Orden MAM/304/2002 por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos".
- **Reutilización:** El empleo de un producto usado para el mismo fin para el que fue diseñado originariamente.
- **Reciclado:** La transformación de los residuos, dentro de un proceso de producción para su fin inicial o para otros fines, incluido el compostaje y la biometanización, pero no la incineración con recuperación de energía.
- **Valorización:** Todo procedimiento que permita el aprovechamiento de los recursos contenidos en los residuos sin poner en peligro la salud humana y sin utilizar métodos que puedan causar perjuicios al medio ambiente.
- **Eliminación:** Todo procedimiento dirigido, bien al vertido de los residuos o bien a su destrucción, total o parcial, realizado sin poner en peligro la salud humana y sin utilizar métodos que puedan causar perjuicios al medio ambiente.

### 4.1.3 Clasificación y descripción de los residuos

#### 4.1.3.1 RCDs de Nivel I

Residuos generados por el desarrollo de las obras de infraestructura de ámbito local o supramunicipal contenidas en los diferentes planes de actuación urbanística o planes de desarrollo de carácter regional, siendo resultado de los excedentes de excavación de los movimientos de tierra generados en el transcurso de dichas obras. Se trata, por tanto, de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación.

#### 4.1.3.2 RCDs de Nivel II

Residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción, de la demolición, de la reparación domiciliaria y de la implantación de servicios. Son residuos no peligrosos que no experimentan transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas.

Los residuos inertes no son solubles ni combustibles, ni reaccionan física ni químicamente ni de ninguna otra manera, ni son biodegradables, ni afectan negativamente a otras materias con las que entran en contacto de forma que puedan dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. Se contemplan los residuos inertes procedentes de obras de construcción y demolición, incluidos los de obras menores de construcción y reparación domiciliaria sometidas a licencia municipal o no.

Los residuos generados serán tan solo los marcados a continuación de la Lista Europea establecida en la Orden MAM/304/2002. No se consideraran incluidos en el computo general los materiales que no superen 1m<sup>3</sup> de aporte y no sean considerados peligrosos y requieran por tanto un tratamiento especial.

La inclusión de un material en la lista no significa, sin embargo, que dicho material sea un residuo en todas las circunstancias. Un material sólo se considera residuo cuando se ajusta a la definición de residuo de la letra a) del artículo 1 de la Directiva 75/442/CEE, es decir, cualquier sustancia u objeto del cual se desprenda su poseedor o tenga la obligación de desprenderse en virtud de las disposiciones nacionales en vigor.

Requisitos legales:

- Ley 42/75 de 19 de noviembre de Desechos y Residuos sólidos urbanos.
- Ley 10/98 de 21 de abril de Residuos.
- RD 1481/2001 de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.
- Plan Nacional de Residuos de Construcción y Demolición 2000-2006, 12 de julio de 2001.
- Directiva 99/31/CE del Consejo, de 26 de abril, relativa al vertido de residuos.
- Listado de los códigos LER de los residuos de construcción y demolición.

Se garantizará en todo momento:

- Comprar la cantidad justa de materias para la construcción, evitando adquisiciones masivas, que provocan la caducidad de los productos, convirtiéndolos en residuos.
- Evitar la quema de residuos de construcción y demolición.
- Evitar vertidos incontrolados de residuos de construcción y demolición.
- Habilitar una zona para acopiar los residuos inertes, que no estará en:
  - Cauces.
  - Vaguadas.
  - Lugares a menos de 100 m. de las riberas de los ríos.
  - Zonas cercanas a bosques o áreas de arbolado.
  - Espacios públicos.
- Los residuos de construcción y demolición inertes se trasladarán al vertedero, ya que es la solución ecológicamente más económica.
- Antes de evacuar los escombros se verificará que no esten mezclados con otros residuos.
- Reutilizar los residuos de construcción y demolición:
  - Las tierras y los materiales pétreos exentos de contaminación en obras de construcción, restauración, acondicionamiento o relleno.
  - Los procedentes de las obras de infraestructura incluidos en el Nivel I, en la restauración de áreas degradadas por la actividad extractiva de canteras o graveras, utilizando los planes de restauración.

## **4.2 MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RESIDUOS**

### **4.2.1 Prevención en Tareas de Derribo**

- Como norma general, el derribo se iniciará con los residuos peligrosos, posteriormente los residuos destinados a reutilización, tras ellos los que se valoricen y finalmente los que se depositarán en vertedero.
- Dado que se prevé la utilización de técnicas de derribo masivo, se garantizará previo al inicio de estos trabajos, que han sido retirados todos los residuos peligrosos y, en su caso, aquellos elementos destinados a reutilización.

### **4.2.2 Prevención en la Adquisición de Materiales**

- Se requerirá a las empresas suministradoras a que reduzcan al máximo la cantidad y volumen de embalajes priorizando aquellos que minimizan los mismos.
- Se priorizará la adquisición de productos "a granel" con el fin de limitar la aparición de residuos de envases en obra.
- Aquellos envases o soportes de materiales que puedan ser reutilizados como los pallets, se evitará su deterioro y se devolverán al proveedor.

### **4.2.3 Prevención en la Puesta en Obra**

- Se vaciarán por completo los recipientes que contengan los productos antes de su limpieza o eliminación, especialmente si se trata de residuos peligrosos.
- Se agotará la vida útil de los medios auxiliares propiciando su reutilización en el mayor número de obras para lo que se extremarán las medidas de mantenimiento.
- Todo personal involucrado en la obra dispondrá de los conocimientos mínimos de prevención de residuos y correcta gestión de ellos.

### **4.2.4 Prevención en el Almacenamiento en Obra**

- Se realizará un almacenamiento correcto de todos los acopios evitando que se produzcan derrames, mezclas entre materiales, exposición a inclemencias meteorológicas, roturas de envases o materiales, etc.
- Se extremarán los cuidados para evitar alcanzar la caducidad de los productos sin agotar su consumo.

- Los responsables del acopio de materiales en obra conocerán las condiciones de almacenamiento, caducidad y conservación especificadas por el fabricante o suministrador para todos los materiales que se deprecien en obra.
- Los residuos catalogados como peligrosos deberán almacenarse en un sitio especial que evite que se mezclen entre sí o con otros residuos no peligrosos derivados del yeso que los contaminen mermando sus prestaciones.

### **4.3 CLASIFICACIÓN DE RESIDUOS DE LA CONSTRUCCION Y DEMOLICION**

Orden MAM/304/2002 de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valoración y eliminación de residuos y lista europea de residuos.

#### **4.3.1 Hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos**

01 01	Hormigón.
01 02	Ladrillos.
01 03	Tejas y materiales cerámicos.
01 06	Mezclas, o fracciones separadas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, que contienen sustancias peligrosas.
01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas a las especificada en el código

#### **4.3.2 Madera Vidrio y Plástico**

02 01	Madera.
02 02	Vidrio.
02 03	Plástico.
02 04	Vidrio, plástico y madera que contienen sustancias peligrosas o estén contaminados por ellas.

#### **4.3.3 Mezclas bituminosas, alquitrán de hulla y otros productos alquitranados**

03 01	Mezclas bituminosas que contienen alquitrán de hulla.
03 02	Mezclas bituminosas distintas de las especificadas en el código 17 03 01.
03 03	Alquitrán de hulla y productos alquitranados.

#### **4.3.4 Metales (incluidas sus aleaciones)**

04 01	Cobre, bronce, latón.
04 02	Aluminio.
04 03	Plomo.
04 04	Zinc.
04 05	Hierro y acero.
04 06	Estaño.
04 07	Metales mezclados.
04 09	Residuos metálicos contaminados con sustancias peligrosas,
04 10	Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas.
04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10.

#### **4.3.5 Tierra (incluida la excavada de zonas contaminadas), piedras y lodos de drenaje**

05 03	Tierra y piedras que contienen sustancias peligrosas.
05 04	Tierra y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03.
05 05	Lodos de drenaje que contienen sustancias peligrosas.
05 06	Lodos de drenaje distintos de los

	especificados en el código 17 05 05.
05 07	Balasto de vías férreas que contienen sustancias peligrosas.
05 08	Balasto de vías férreas distinto del especificado en el código 17 05 07.

#### **4.3.6 Materiales de aislamiento y materiales de construcción que contienen amianto**

06 01	Materiales de aislamiento que contienen amianto.
06 03	Otros materiales de aislamiento que consisten en, o contienen, sustancias peligrosas.
06 04	Materiales de aislamiento distintos de los especificados en los códigos 17 06 01 y 17 06 03.
06 05	Materiales de construcción que contienen amianto

#### **4.3.7. Materiales de construcción a partir de yeso**

07 01	Materiales de construcción a partir de yeso contaminados con sustancias peligrosas.
07 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos de los especificados en el código 17 08 01.

#### **4.3.8. Otros residuos de construcción y demolición**



08 01	Residuos de construcción y demolición que contienen mercurio.
08 02	Residuos de construcción y demolición que contienen PCB (por ejemplo, sellantes que contienen PCB, revestimientos de suelo a partir de resinas que contienen PCB, acristalamientos dobles que contienen PCB, condensadores que contienen PCB).
08 03	Otros residuos de construcción y demolición (incluidos los residuos mezclados) que contienen sustancias peligrosas.
08 04	Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 170901, 17 09 02 y 17 09 03.

#### **4.4 IDENTIFICACIÓN DE RESIDUOS DE LA CONSTRUCCION**

De todos los residuos contemplados en la Orden, los que previsiblemente se generarán durante el transcurso de esta obra serán los siguientes:

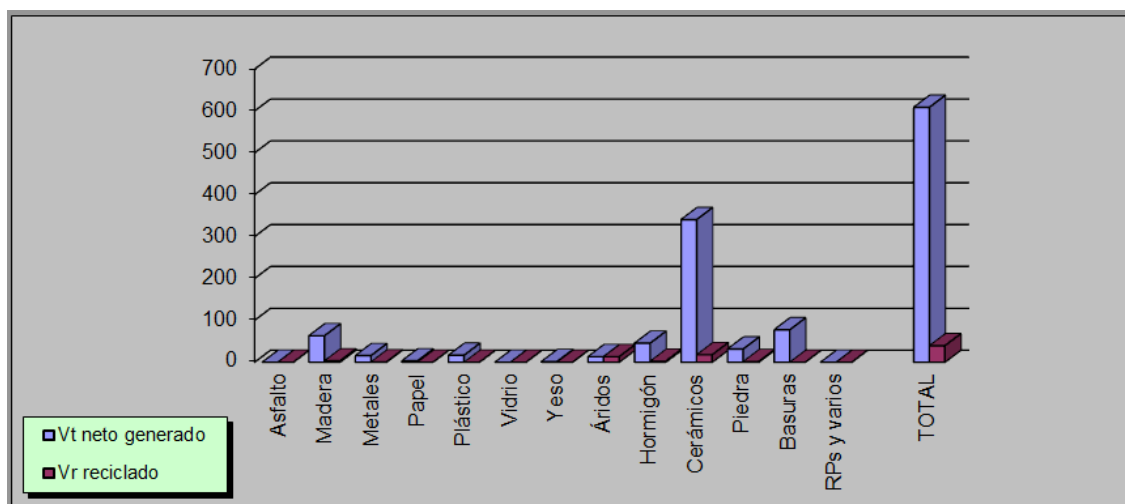
TIERRAS Y PÉTROS DE LA EXCAVACIÓN		
<b>1. TIERRAS Y PÉTREOS DE LA EXCAVACIÓN</b>		
X	17 05 04	Tierras y piedras distintas de las especificadas en el código 17 05 03
	17 05 06	Lodos de drenaje distintos de los especificados en el código 17 05 06
	17 05 08	Balasto de vías férreas distinto del especificado en el código 17 05 07
RESTO RDCs		
<b>RCD: Naturaleza no pétreo</b>		
<b>1. Asfalto</b>		
	17 03 02	Mezclas bituminosas distintas a las del código 17 03 01
<b>2. Madera</b>		
X	17 02 01	Madera
<b>3. Metales</b>		
X	17 04 01	Cobre, bronce, latón
X	17 04 02	Aluminio
	17 04 03	Plomo
	17 04 04	Zinc
	17 04 05	Hierro y Acero
	17 04 06	Estaño
X	17 04 06	Metales mezclados
	17 04 11	Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10
<b>4. Papel</b>		
X	20 01 01	Papel
<b>5. Plástico</b>		
X	17 02 03	Plástico
<b>6. Vidrio</b>		
	17 02 02	Vidrio
<b>7. Yeso</b>		
X	17 08 02	Materiales de construcción a partir de yeso distintos a los del código 17 08 01

<b>RCD: Naturaleza pétreo</b>		
<b>1. Arena Grava y otros áridos</b>		
X	01 04 08	Residuos de grava y rocas trituradas distintos de los mencionados en el código 01 04 07
X	01 04 09	Residuos de arena y arcilla
<b>2. Hormigón</b>		
X	17 01 01	Hormigón
<b>3. Ladrillos , azulejos y otros cerámicos</b>		
X	17 01 02	Ladrillos
	17 01 03	Tejas y materiales cerámicos
	17 01 07	Mezclas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos distintas de las especificadas
<b>4. Piedra</b>		
X	17 09 04	RDCs mezclados distintos a los de los códigos 17 09 01, 02 y 03
<b>RCDs: Basuras, Potencialmente peligrosos y otros</b>		
<b>1. Basuras</b>		
X	20 02 01	Residuos biodegradables
X	03 01	Mezcla de residuos municipales

#### 4.5 Estimación de la cantidad de RCD's

1.- Datos Generales del Proyecto	
Tipología de obra	Otros
Superficie total construida	2884,72 m <sup>2</sup>
Volumen estimado de tierras de excavación	2352,32 m <sup>3</sup>
Factor de estimación total de RCDs	0,20 m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>
Densidad media de los materiales	1,25 T/m <sup>3</sup>
Factor medio de esponjamiento de RCDs	1,25
Factor medio de esponjamiento de tierras	1,15
Presupuesto estimado de la obra	900.000,00 €

El volumen de tierras procedentes de excavación de zanjas, se calcula en 2352.32 m<sup>3</sup>, siendo en su mayor parte tierra limpia, y roca disgregada. Íntegramente se utilizará para relleno en la propia parcela.



Volumen Neto de residuos Generados y Reciclados

2.- Evaluación global de RCDs					
	S	V	d	R	T
	Superficie Construida	Volumen aparente RCDs	Densidad media de los RCDs	Previsión de reciclaje en %	Toneladas estimadas RDCs
Tierras y pétreos procedentes de la excavación estimados directamente desde los datos de proyecto	-	2.352 m³	1,25 T/m³	30,00%	2.367 T
RDCs distintos de los anteriores evaluados mediante estimaciones porcentuales	2.885 m²	577 m³	1,25 T/m³	-	901 T

3.- Evaluación teórica del peso por tipología de RCDs					
	%	Tn	d	R	Vt
	% del peso total	Toneladas brutas de cada tipo de RDC	Densidad media (T/m³)	Previsión de reciclaje en %	Volumen neto de Residuos (m³)
<b>RCD: Naturaleza no pétreo</b>					
1. Asfalto	0,00%	0,00	1,30	0,00%	0,00
2. Madera	4,42%	39,84	0,60	5,00%	63,09
3. Metales	2,76%	24,90	1,50	5,00%	15,77
4. Papel	0,33%	2,99	0,90	0,00%	3,32
5. Plástico	1,66%	14,94	0,90	0,00%	16,60
6. Vidrio	0,00%	0,00	1,50	0,00%	0,00
7. Yeso	0,22%	1,99	1,20	0,00%	1,66
<b>Subtotal estimación</b>	<b>9,39%</b>	<b>84,67</b>	<b>1,13</b>	<b>3,97%</b>	<b>100,44</b>
<b>RCD: Naturaleza pétreo</b>					
1. Arena Grava y otros áridos	4,42%	39,84	1,50	50,00%	13,28
2. Hormigón	13,26%	119,53	2,50	5,00%	45,42
3. Ladrillos , azulejos y otros cerámicos	59,67%	537,90	1,50	5,00%	340,67
4. Piedra	5,52%	49,81	1,50	5,00%	31,54
<b>Subtotal estimación</b>	<b>82,87%</b>	<b>747,08</b>	<b>1,75</b>	<b>7,56%</b>	<b>430,92</b>
<b>RCD: Basuras, Potencialmente peligrosos y otros</b>					
1. Basuras	7,73%	69,73	0,90	0,00%	77,47
2. Potencialmente peligrosos y otros	0,00%	0,00	0,50	0,00%	0,00
<b>Subtotal estimación</b>	<b>7,73%</b>	<b>69,73</b>	<b>0,70</b>	<b>0,00%</b>	<b>77,47</b>
<b>TOTAL estimación cantidad RCDs</b>	<b>100,00%</b>	<b>901,48</b>	<b>1,25</b>	<b>6,08%</b>	<b>608,83</b>

#### 4.6 Estimación del coste de tratamiento de los RCD's

ESTIMACIÓN DEL COSTE DE GESTIÓN DE LOS RCDs											
G	Vr	Vl	Vc	N	P	Cc	Ts	Tt	C		
Tipo de gestión	Volumen Reciclado	Volumen neto de Residuos	Volumen Contenedor / Camión / Bidón	Num Contenedor / Camión	Precio Contenedor / Camión	Contenedor Gratuito (SI / NO)	Incluir Tasas Municipales	Toneladas netas de cada tipo de RDC	Canon de Vertido	Importe TOTAL	
RCD: Tierras y pétreos procedentes de excavación											
1.Tierras de excavación	Vert.Fraccionado	705,69m³	1646,62m³	Camión 20T max.10Km	103,00 Uds	64,96 €/Ud	-	NO	2058,28 T	6,12 €	19.287,53 €
RCD: Naturaleza no pétreo											
1. Asfalto	Vert.Fraccionado	0,00 m³	0,00 m³	Contenedor T.0m3	0,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	0,00 T	15,92 €	0,01 €
2. Madera	Planta Reciclaje	3,32 m³	63,09 m³	Contenedor 30 m3	3,00 Uds	97,50 €/Ud	SI	NO	37,85 T	0,01 €	0,01 €
3. Metales	Planta Reciclaje	0,63 m³	15,77 m³	Contenedor T.0m3	3,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	23,66 T	2,35 €	257,89 €
4. Papel	Planta Reciclaje	0,00 m³	3,32 m³	Contenedor 30 m3	1,00 Uds	97,50 €/Ud	SI	NO	2,99 T	2,35 €	7,92 €
5. Plástico	Planta Reciclaje	0,00 m³	16,60 m³	Contenedor 30 m3	1,00 Uds	97,50 €/Ud	SI	NO	14,94 T	2,35 €	39,60 €
6. Vidrio	Planta Reciclaje	0,00 m³	0,00 m³	Contenedor 20 m3	0,00 Uds	87,70 €/Ud	SI	NO	0,00 T	2,35 €	0,01 €
7. Yeso	Vert.Fraccionado	0,00 m³	1,66 m³	Contenedor T.0m3	1,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	1,99 T	8,13 €	79,69 €
Subtotal estimación			100,44m³						81,43 T		385,09 €
RCD: Naturaleza no pétreo											
1. Arena Grava y otros áridos	Vert.Fraccionado	13,28 m³	13,28 m³	Contenedor T.0m3	2,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	19,92 T	8,13 €	281,95 €
2. Hormigón	Vert.Fraccionado	2,39 m³	45,42 m³	Contenedor T.0m3	7,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	113,56 T	3,50 €	841,80 €
3. Ladrillos , azulejos y cerámicos	Vert.Fraccionado	17,93 m³	340,57 m³	Contenedor T.0m3	49,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	511,00 T	5,20 €	5.760,22 €
4. Piedra	Vert.Fraccionado	1,66 m³	31,54 m³	Contenedor T.0m3	5,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	47,31 T	9,06 €	746,12 €
Subtotal estimación			430,92m³						691,79 T		7.645,17 €
RCD: Naturaleza no pétreo											
1. Basuras	Vert.Fraccionado	0,00 m³	77,47 m³	Contenedor T.0m3	12,00 Uds	63,49 €/Ud	NO	NO	69,73 T	9,10 €	1.396,40 €
2. Potencialmente peligrosos y otros	Vert.Fraccionado	0,00 m³	0,00 m³	Bidones 1,3 m3	0,00 Uds	120,82 €/Ud	-	NO	0,00 T	17,54 €	0,01 €
				Contenedor 9,0 m3	0,00 Uds	79,47 €/Ud	-	NO			0,01 €
Subtotal estimación			77,47 m³						69,73 T		1.396,40 €
TOTAL COSTE TRANSPORTE + VERTIDO									28.714,19 €		

#### **4.7 Medidas para la Separación en Obra**

Con objeto de conseguir una mejor gestión de los residuos generados en la obra de manera que se facilite su reutilización, reciclaje o valorización y para asegurar las condiciones de higiene y seguridad requeridas en el artículo 5.4 del Real Decreto 105/2008 que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y de demolición se tomarán las siguientes medidas:

- Las zonas de obra destinadas al almacenaje de residuos quedarán convenientemente señalizadas y para cada fracción se dispondrá un cartel señalizador que indique el tipo de residuo que recoge.

- Todos los envases que lleven residuos deben estar claramente identificados, indicando en todo momento el nombre del residuo, código LER, nombre y dirección del poseedor y el pictograma de peligro en su caso.

- Los residuos químicos peligrosos como restos de desencofrantes, pinturas, colas, ácidos, etc. se almacenarán en casetas ventiladas, bien luminadas, ordenadas, cerradas, cubiertas de la intemperie, sin sumideros por los que puedan evacuarse fugas o derrames, cuidando de mantener la distancia de seguridad entre residuos que sean sinérgicos entre sí o incompatibles, agrupando los residuos por características de peligrosidad y en armarios o estanterías diferenciadas, en envases adecuados y siempre cerrados, a temperaturas máximas de 55° (se habilitará una cubierta general para proporcionarles sombra permanentemente), o menores de 21° para productos inflamables (cuando a la sombra, se prevea superar esta temperatura, estos residuos habrán de retirarse de inmediato, y se interrumpirán los trabajos que los generen hasta que las condiciones ambientales lo permitan, según los parámetros indicados). También contarán con cubetas de retención en función de las características del producto o la peligrosidad de mezcla con otros productos almacenados.

- Todos los productos envasados que tengan carácter de residuo peligroso deberán estar convenientemente identificados especificando en su etiquetado el nombre del residuo, código LER, nombre y dirección del productor y el pictograma normalizado de peligro.

- Las zonas de almacenaje para los residuos peligrosos habrán de estar suficientemente separadas de las de los residuos no peligrosos, evitando de esta manera la contaminación de estos últimos.

- Los residuos se depositarán en las zonas acondicionadas para ellos conforme se vayan generando.

- Los residuos se almacenarán en contenedores adecuados tanto en número como en volumen evitando en todo caso la sobrecarga de los contenedores por encima de sus capacidades límite.

- Los contenedores situados próximos a lugares de acceso público se protegerán fuera de los horarios de obra con lonas o similares para evitar vertidos descontrolados por parte de terceros que puedan provocar su mezcla o contaminación.

- Se evitará la contaminación de los residuos pétreos separados con destino a valorización con residuos derivados del yeso que los contaminen mermando sus prestaciones.

#### **4.8 Medidas de segregación “in situ”**

Los residuos se disgregarán convenientemente antes de depositarlos en los contenedores para su traslado a vertedero.

#### **4.9 Previsión de reutilización en la misma obra u otros emplazamientos**

La totalidad de la tierra proveniente de la excavación será reutilizada para el relleno de la parcela, creando plataformas para su ajardinamiento.

El resto de los materiales de escombros se trasladarán a los correspondientes vertederos autorizados.

#### **4.10 Operaciones de valorización “in situ”**

La totalidad de la tierra proveniente de la excavación será reutilizada para el relleno de la parcela, creando plataformas para su ajardinamiento.

Se seleccionarán los materiales aprovechables o reciclables, enviando a vertedero únicamente escombros limpios, de materiales procedentes de la obra.

#### **4.11 Destino previsto para los residuos**

En la Región de Murcia existen distintas infraestructuras públicas de gestión de residuos urbanos que se han financiado gracias a la aportación económica que se recibe de la Unión Europea a través de los Fondos Estructurales (Fondo FEDER) y del Fondo de Cohesión. Entre ellos se encuentran:

Infraestructuras públicas de gestión de residuos urbanos

Sellado de Vertederos

- Conjunto de actuaciones destinadas al control y la recuperación de emplazamientos afectados por vertederos agotados incluyendo la vigilancia posterior.
- En funcionamiento: Calasparra, Cartagena (El Gorguel), Murcia, Cieza, Cehegín, Moratalla, Fortuna, Mazarrón, Lorca.

Centros de Gestión Diferenciada de Residuos

- Conjunto de instalaciones asociadas que agrupan operaciones de recogida selectiva y gestión diferenciada de residuos urbanos según su naturaleza.
- En funcionamiento: San Javier, Torre Pacheco, Mazarrón

Plantas de Aprovechamiento de Biogás de vertedero

- Instalación de valorización de los gases producidos en los procesos de degradación de los residuos eliminados en vertedero.

- En funcionamiento: Murcia

#### Plantas de Recuperación y Compostaje

- Instalaciones de tratamiento que permiten separar las fracciones valorizables de los residuos urbanos y aprovechar los residuos biodegradables mediante procesos de fermentación aerobia.
- En funcionamiento: Murcia, Lorca, Cartagena.

#### Plantas de Selección de Envases

- Instalación en la cual se descargan, almacenan y seleccionan los residuos en fracciones reciclables o valorizables.
- En funcionamiento: Murcia

#### Estaciones de Transferencia de Residuos Urbanos

- Instalaciones que permiten la descarga de los camiones de recogida viaria en contenedores de mayor capacidad para su transporte a plantas de recuperación o selección.
- En funcionamiento: Los Alcázares, Calasparra, Mazarrón y Yecla

#### Ecoparques (punto limpio)

- Es un Centro de recogida selectiva de residuos urbanos domiciliarios, valorizables y especiales, que no tienen cabida en los contenedores tradicionales.
- El Ecoparque es un lugar donde los ciudadanos, pueden depositar los residuos, con la certeza de que serán retirados por gestores autorizados, que procederán a su posterior reciclaje o procesamiento.
- En funcionamiento:
  - FONDO FEDER: Águilas, Alcantarilla, Alguazas, Las Torres de Cotillas, Los Alcázares, Mula, Pliego, San Javier, Santiago de la Ribera, Torre Pacheco, Murcia, Totana y Molina de Segura.
  - FONDO DE COHESIÓN: Abanilla, Águilas, Alhama de Murcia, Aledo, Bullas, Calasparra, Cehegín, Cieza, Fortuna, Jumilla, Moratalla, San Pedro del Pinatar, Santomera, Yecla y Caravaca.
  - MUNICIPALES: Lorca, Ceutí y Cartagena

### **4.12. Plantillas y etiquetas**

A continuación se exponen los modelos estandarizados de plantillas y etiquetas informativas sobre los residuos generados para que el contratista los incorpore a su Plan de Gestión de Residuos.



## **TABLA CONTROL SALIDA RESIDUOS OBRA**

**Proyecto de Electrificación de polígono residencial**

**Productor Residuos:** Excelentísimo Ayuntamiento de Lorca.

**Poseedor Residuos:** La Empresa Contratista.

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

Fecha:	Residuo:	LER:
Albarán/DCS:	Cantidad (Tn):	
Transportista:	Gestor:	

## **ALBARAN DE RETIRADA DE RESIDUOS NO PELIGROSOS N°**

IDENTIFICACION DEL PRODUCTOR			
Nombre o razón social:			
Dirección:			
Localidad:		Código postal:	
N.I.F.:		N.I.R.I.:	
Teléfono:		Fax:	
Persona Responsable:			

IDENTIFICACION DEL PRODUCTOR			
Nombre o razón social:			
Dirección:			
Localidad:		Código postal:	
N.I.F.:		N.I.R.I.:	
Teléfono:		Fax:	
Persona Responsable:			

IDENTIFICACION DEL PRODUCTOR			
Nombre o razón social:			
Dirección:			
Localidad:		Código postal:	
N.I.F.:		N.I.R.I.:	
Teléfono:		Fax:	
Persona Responsable:			

IDENTIFICACION DEL PRODUCTOR			
Nombre o razón social:			
Dirección:			
Localidad:		Código postal:	
N.I.F.:		N.I.R.I.:	
Teléfono:		Fax:	
Persona Responsable:			

**Fdo. (Responsable de residuos de la empresa productora)**

### **NOTIFICACIÓN PREVIA DE TRASLADO DE RESIDUOS PELIGROSOS**

<b>1.-Datos del PRODUCTOR</b>		Comunidad Autónoma:			
Razón Social		N.I.F.:			
Dirección:		Nº Productor			
Municipio	Provincia		Código Postal		
Teléfono:	Fax:	E-mail:			
Persona de contacto:					
<b>2.-Datos del DESTINATARIO</b>		Comunidad Autónoma:			
Razón Social		N.I.F.		Nº Gestor Autorizado	
Dirección del domicilio social:					
Municipio	Provincia		Código Postal		
Teléfono:	Fax:	E-mail:			
Persona de contacto:					
<b>3.-Datos del TRANSPORTISTA</b>		Comunidad Autónoma:			
Razón Social		N.I.F.		Matrícula Vehículo	
Dirección del domicilio social:					
Municipio	Provincia		Código Postal		
Teléfono:	Fax:	E-mail:			
Persona de contacto:					
<b>4.-Identificación del RESIDUO</b>					
4.1. Código LER					
Descripción habitual:					
4.2.-Código del Residuo ( según tablas Anexo 1 R.D. 952/97)					
Tabla 1 Q	Tabla 2 D R	Tabla 3 L	Tabla 4 C C	Tabla 5 H H	Tabla 6 A
Tabla 7 B					
4.3.-Gestión final a realizar (orden MAM 304/2002):					Cant. Total anual (kg):
4.4.-En caso de Traslado Transfronterizo:					
NºDoc. Notificación:					
Nº de orden del envío:					
4.5.Medio Transporte:					
4.6. Itinerario:					
4.7.-CC.AA. de Tránsito:					
4.8.-Fecha de notificación:			4.9.-Fecha envío:		

**SOLICITUD DE ADMISION DE RESIDUOS PELIGROSOS (R.D. 833/88 y R.D.  
952/97)**











IDENTIFICACION DEL PRODUCTOR			
Nombre o razón social:			
Dirección:			
Localidad:		Código postal:	
N.I.F.:		N.I.R.I.:	
Teléfono:		Fax:	
Persona Responsable:			

IDENTIFICACION DEL GESTOR			
Nombre o razón social:			
Dirección:			
Nº de Gestor Autorizado:			
Localidad:		Código postal:	
N.I.F.:		N.I.R.I.:	
Teléfono:		Fax:	
Persona Responsable:			

IDENTIFICACION DEL RESIDUO	
Denominación descriptiva:	
Descripción L.E.R.:	
Código L.E.R.:	
Composición química:	
Propiedades Físico-químicas:	

CODIGO DE IDENTIFICACIÓN DEL RESIDUO	
Razón por la que el residuo debe ser gestionado	Q
Operación de gestión	D/R
Tipo genérico del residuo peligroso	L/P/S/G
Constituyentes que dan al residuo su carácter peligroso	C
Características de peligrosidad	H
Actividad generadora del residuo peligroso	A
Proceso generador del residuo peligroso	B

CANTIDAD A GESTIONAR (Peso y Volumen):	
TIPO DE ENVASE:	
FECHA:	

	<b>E</b> Explosivo	<b>Clasificación:</b> Sustancias y preparaciones que reaccionan exotérmicamente también sin oxígeno y que detonan según condiciones de ensayo fijadas, pueden explotar al calentarse bajo inclusión parcial. <b>Precaución:</b> Evitar el choque, Percusión, Fricción, formación de chispas, fuego y acción del calor.
	<b>F</b> Fácilmente inflamable	<b>Clasificación:</b> Líquidos con un punto de inflamación inferior a 21°C, pero que NO son altamente inflamables. Sustancias sólidas y preparaciones que por acción breve de una fuente de inflamación pueden inflamarse fácilmente y luego pueden continuar quemándose o permanecer incandescentes. <b>Precaución:</b> Mantener lejos de llamas, chispas y fuentes de calor.
	<b>F+</b> Extremadamente inflamable	<b>Clasificación:</b> Líquidos con un punto de inflamación inferior a 0°C y un punto de ebullición de máximo de 35°C. Gases y mezclas de gases, que a presión normal y a temperatura usual son inflamables en el aire. <b>Precaución:</b> Mantener lejos de llamas, chispas y fuentes de calor.
	<b>C</b> Corrosivo	<b>Clasificación:</b> Destrucción del tejido cutáneo en todo su espesor en el caso de piel sana, intacta. <b>Precaución:</b> Mediante medidas protectoras especiales evitar el contacto con los ojos, piel e indumentaria. NO Inhalar los vapores. En caso de accidente o malestar consultar inmediatamente al médico.
	<b>T</b> Tóxico	<b>Clasificación:</b> La inhalación y la ingestión o absorción cutánea en pequeña cantidad, pueden conducir a daños para la salud de magnitud considerable, eventualmente con consecuencias mortales. <b>Precaución:</b> Evitar contacto con el cuerpo humano. En caso de manipulación de estas sustancias deben establecerse procedimientos especiales.
	<b>T+</b> Muy Tóxico	<b>Clasificación:</b> La inhalación y la ingestión o absorción cutánea en MUY pequeña cantidad, pueden conducir a daños de considerable magnitud para la salud, posiblemente con consecuencias mortales. <b>Precaución:</b> Evitar cualquier contacto con el cuerpo humano, en caso de malestar consultar inmediatamente al médico.
	<b>O</b> Comburente	<b>Clasificación:</b> (Peróxidos orgánicos). Sustancias y preparados que, en contacto con otras sustancias, en especial con sustancias inflamables, producen reacción fuertemente exotérmica. <b>Precaución:</b> Evitar todo contacto con sustancias combustibles. <b>Peligro de inflamación:</b> Pueden favorecer los incendios comenzados y dificultar su extinción.
	<b>Xn</b> Nocivo	<b>Clasificación:</b> La inhalación, la ingestión o la absorción cutánea pueden provocar daños para la salud agudos o crónicos. Peligros para la reproducción, peligro de sensibilización por inhalación, en clasificación con R42. <b>Precaución:</b> evitar el contacto con el cuerpo humano.
	<b>Xi</b> Irritante	<b>Clasificación:</b> Sin ser corrosivos, pueden producir inflamaciones en caso de contacto breve, prolongado o repetido con la piel o en mucosas. Peligro de sensibilización en caso de contacto con la piel. Clasificación con R43. <b>Precaución:</b> Evitar el contacto con ojos y piel; no inhalar vapores.
	<b>N</b> Peligro para el medio ambiente	<b>Clasificación:</b> En el caso de ser liberado en el medio acuático y no acuático puede producir daño del ecosistema inmediatamente o con posterioridad. Ciertas sustancias o sus productos de transformación pueden alterar simultáneamente diversos compartimentos. <b>Precaución:</b> Según sea el potencial de peligro, no dejar que alcancen la canalización, en el suelo o el medio ambiente.

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<p align="center"><b>Código de Identificación del residuo</b></p> <p>según orden MAM 304/2002</p> <p><b>L E R :</b></p>	
<p align="center"><b>Datos del titular del residuo</b></p> <p><b>Nombre:</b>  <b>Dirección:</b>  <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b></p>	
<p><b>Fecha de envasado:</b></p>	

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<p><b>Código de Identificación del residuo</b></p> <p>según tablas Anexo 1 R.D. 952/97  // // // // // //  según MAM 304/2002  <b>L E R :</b></p>	
<p><b>Datos del titular del residuo</b></p> <p><b>Nombre:</b>  <b>Dirección:</b>  <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b></p>	
<p><b>Fecha de envasado:</b></p>	

E EXPLOSIVO

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	
<b>F FÁCILMENTE INFLAMABLE</b>	

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	
<b>F+ EXTREMADAMENTE INFLAMABLE</b>	

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	
<b>C CORROSIVO</b>	

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	
<b>T TÓXICO</b>	



<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	
<b>T+ MUY TÓXICO</b>	

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	
<b>O COMBURENTE</b>	

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	

Xn NOCIVO

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	

Xi IRRITANTE

<b>Nombre del Residuo:</b>	
<b>Código de Identificación del residuo</b>  según tablas Anexo 1 R.D. 952/97 // // // // // // según MAM 304/2002 <b>L E R :</b>	
<b>Datos del titular del residuo</b>  <b>Nombre:</b> <b>Dirección:</b> <b>C.I.F.:</b>  <b>Teléfono:</b>	
<b>Fecha de envasado:</b>	
<b>N PELIGRO para el MEDIO AMBIENTE</b>	



**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS de  
HORMIGÓN**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008



**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS de  
CERÁMICA  
TEJAS, LADRILLOS, CERÁMICOS**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008



**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS  
INERTES**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008



**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS de  
METAL**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008



**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS de  
MADERA**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008





**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS de  
VIDRIO**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008



**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS de  
PLÁSTICO**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008



**depositar exclusivamente**

**RESIDUOS de  
PAPEL y CARTÓN**

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLUCIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008



**ZONA RESERVADA**

**RESIDUOS  
PELIGROSOS**

- NO MEZCLAR RESIDUOS.
- PROTEGER DE LA LLUVIA.
- IDENTIFICAR LOS RESIDUOS DEPOSITADOS.
- LA RETIRADA DE LOS RESIDUOS PELIGROSOS  
SE REALIZARÁ POR GESTOR AUTORIZADO

SEPARACIÓN de RESIDUOS de CONSTRUCCIÓN y DEMOLICIÓN  
obligatorio según Real Decreto 105/2008

# **5. PLIEGO DE CONDICIONES**

## **5.1. Condiciones generales**

### **5.1.1. Alcance**

El presente Pliego de Condiciones tiene por objeto definir al Contratista el alcance del trabajo y la ejecución cualitativa del mismo.

El trabajo eléctrico consistirá en la instalación eléctrica de la red de media y baja tensión, además de la instalación de los centros de transformación.

El alcance del trabajo del contratista incluye el diseño y preparación de todos los planos, diagramas, especificaciones, lista de material y requisitos para la adquisición de la instalación del trabajo.

### **5.1.2. Reglamentos y normas**

Todas las unidades de obra se ejecutarán cumpliendo las prescripciones indicadas en los Reglamentos de Seguridad y Normas Técnicas de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones, tanto de ámbito nacional, autonómico como municipal.

Se adaptarán además a las condiciones particulares impuestas por la empresa distribuidora de energía eléctrica.

### **5.1.3. Disposiciones generales**

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del seguro obligatorio, subsidio familiar y de vejez, seguro de enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá estar clasificado, según el orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al Proyecto y que se fijará en el Pliego de Condiciones Particulares, en caso de que proceda. Igualmente deberá ser Instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

#### **5.1.4. Ejecución de las obras**

##### **5.1.4.1. Comienzo**

El Contratista dará comienzo la obra en el plazo que figure en el contrato establecido con la Propiedad, o en su defecto a los quince días de la adjudicación definitiva o de su firma.

El Contratista está obligado a notificar por escrito o personalmente en forma directa al Técnico Director la fecha de comienzo de los trabajos.

##### **5.1.4.2. Ejecución**

La obra se ejecutará en el plazo que se estipule en el contrato suscrito con la Propiedad o en su defecto en el que figure en las condiciones de este pliego.

Cuando el Contratista, de acuerdo, con alguno de los extremos contenidos en el presente Pliego de Condiciones, o bien en el contrato establecido con la Propiedad, solicite una inspección para poder realizar algún trabajo anterior que esté condicionado por la misma, vendrá obligado a tener preparada para dicha inspección, una cantidad de obra que corresponda a un ritmo normal de trabajo.

Cuando el ritmo de trabajo establecido por el Contratista, no sea el normal, o bien a petición de una de las partes, se podrá convenir una programación de inspecciones obligatorias de acuerdo con el plan de obra.

##### **5.1.4.3. Libro de órdenes**

El Contratista dispondrá en la obra de un Libro de Ordenes en el que se escribirán las que el Técnico Director estime darle a través del encargado o persona responsable, sin perjuicio de las que le de por oficio cuando lo crea necesario y que tendrá la obligación de firmar el enterado.

#### **5.1.5. Interpretación y desarrollo del proyecto**

La interpretación técnica de los documentos del Proyecto, corresponde al Técnico Director. El Contratista está obligado a someter a éste cualquier duda, aclaración o contradicción que surja durante la ejecución de la obra por causa del Proyecto, o circunstancias ajenas, siempre con la suficiente antelación en función de la importancia del asunto.

El Contratista se hace responsable de cualquier error de la ejecución motivado por la omisión de esta obligación y consecuentemente deberá rehacer a su costa los trabajos que correspondan a la correcta interpretación del Proyecto.

El Contratista está obligado a realizar todo cuanto sea necesario para la buena ejecución de la obra, aún cuando no se halle explícitamente expresado en el pliego de condiciones o en los documentos del proyecto.

El Contratista notificará por escrito o personalmente en forma directa al Técnico Director y con suficiente antelación las fechas en que quedarán preparadas para inspección, cada una de las partes de obra para las que se ha indicado la necesidad o conveniencia de la misma o para aquellas que, total o parcialmente deban posteriormente quedar ocultas. De las unidades de obra que deben quedar ocultas, se tomarán antes de ello, los datos precisos para su medición, a los efectos de liquidación y que sean suscritos por el Técnico Director de hallarlos correctos.

De no cumplirse este requisito, la liquidación se realizará en base a los datos o criterios de medición aportados por éste.

#### **5.1.6. Obras complementarias**

El Contratista tiene la obligación de realizar todas las obras complementarias que sean indispensables para ejecutar cualquiera de las unidades de obra especificadas en cualquiera de los documentos del Proyecto, aunque en él, no figuren explícitamente mencionadas dichas obras complementarias. Todo ello sin variación del importe contratado.

#### **5.1.7. Modificaciones**

El Contratista está obligado a realizar las obras que se le encarguen resultantes de modificaciones del Proyecto, tanto en aumento como disminución o simplemente variación, siempre y cuando el importe de las mismas no altere en más o menos de un 25% del valor contratado.

La valoración de las mismas se hará de acuerdo a los valores establecidos en el presupuesto entregado por el Contratista y que ha sido tomado como base del contrato.

El Técnico Director de obra está facultado para introducir las modificaciones de acuerdo con su criterio, en cualquier unidad de obra, durante la construcción, siempre que cumplan las condiciones técnicas referidas en el proyecto y de modo que ello no varíe el importe total de la obra.

#### **5.1.8. Obra defectuosa**

Cuando el Contratista halle cualquier unidad de obra que no se ajuste a lo especificado en el proyecto o en este Pliego de Condiciones, el Técnico Director podrá aceptarlo o rechazarlo; en el primer caso, éste fijará el precio que crea justo con arreglo a las



diferencias que hubiera, estando obligado el Contratista a aceptar dicha valoración, en el otro caso, se reconstruirá a expensas del Contratista la parte mal ejecutada sin que ello sea motivo de reclamación económica o de ampliación del plazo de ejecución.

#### **5.1.9. Medios auxiliares**

Serán de cuenta del Contratista todos los medios y máquinas auxiliares que sean precisos para la ejecución de la obra. En el uso de los mismos estará obligado a hacer cumplir todos los Reglamentos de Seguridad en el trabajo vigentes y a utilizar los medios de protección de sus operarios.

#### **5.1.10. Conservación de obras**

Es obligación del Contratista la conservación en perfecto estado de las unidades de obra realizadas hasta la fecha de la recepción definitiva por la Propiedad, y corren a su cargo los gastos derivados de ello.

#### **5.1.11. Recepción de las obras**

##### **5.1.11.1. Recepción provisional**

Una vez terminadas las obras, tendrá lugar la recepción provisional y para ello se practicará en ellas un detenido reconocimiento por el Técnico Director y la Propiedad en presencia del Contratista, levantando acta y empezando a correr desde ese día el plazo de garantía si se hallan en estado de ser admitida.

De no ser admitida se hará constar en el acta y se darán instrucciones al Contratista para subsanar los defectos observados, fijándose un plazo para ello, expirando el cual se procederá a un nuevo reconocimiento a fin de proceder la recepción provisional.

##### **5.1.11.2. Plazo de garantía**

El plazo de garantía será como mínimo de un año, contado desde la fecha de la recepción provisional, o bien en el que se establezca en el contrato también contado desde la misma fecha.

Durante este período queda a cargo del Contratista la conservación de las obras y arreglo de los desperfectos causados por asiento de las mismas o por mala construcción.

### **5.1.11.3. Recepción definitiva**

Se realizará después de transcurrido el plazo de garantía de igual forma que la provisional.

A partir de esta fecha cesará la obligación del Contratista de conservar y reparar a su cargo las obras, si bien subsistirán las responsabilidades que pudiera tener por defectos ocultos y deficiencias de causa dudosa.

## **5.1.12. Contratación de la empresa**

### **5.1.12.1. Modo de contratación**

El conjunto de las instalaciones las realizará la empresa escogida por concurso o subasta.

### **5.1.12.2. Presentación**

Las empresas seleccionadas para dicho concurso deberán presentar sus proyectos en sobre lacrado, antes del 4 de Junio del 2012 en el domicilio del propietario.

### **5.1.12.3. Selección**

La empresa escogida será anunciada la semana siguiente a la conclusión del plazo de entrega. Dicha empresa será escogida de mutuo acuerdo con el propietario y el director de la obra, sin posible reclamación por parte de las otras empresas concursantes.

## **5.1.13. Fianza**

En el contrato se establecerá la fianza que el Contratista deberá depositar en garantía del cumplimiento del mismo, o se convendrá una retención sobre los pagos realizados a cuenta de obra ejecutada.

De no estipularse la fianza en el contrato se entiende que se adopta como garantía una retención del 5% sobre los pagos a cuenta citados.

En el caso de que el Contratista se negase a hacer por su cuenta los trabajos para ultimar la obra en las condiciones contratadas, o a atender la garantía, la Propiedad podrá

ordenar ejecutarlas a un tercero, abonando su importe con cargo a la retención o fianza, sin perjuicio de las acciones legales a que tenga derecho la Propiedad si el importe de la fianza no bastase.

La fianza retenida se abonará al Contratista en un plazo no superior a treinta días una vez firmada el acta de recepción definitiva de la obra.

#### **5.1.14. Condiciones económicas**

##### **5.1.14.1. Abono de la obra**

En el contrato se deberá fijar detalladamente la forma y plazos que se abonarán las obras. Las liquidaciones parciales que pueden establecerse tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, sujetos a las certificaciones que resulten de la liquidación final. No suponiendo, dichas liquidaciones, aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Terminadas las obras se procederá a la liquidación final que se efectuará de acuerdo con los criterios establecidos en el contrato.

##### **5.1.14.2. Precios**

El Contratista presentará, al formalizarse el contrato, relación de los precios de las unidades de obra que integran el proyecto, los cuales de ser aceptados tendrán valor contractual y se aplicarán a las posibles variaciones que pueda haber.

Estos precios unitarios, se entiende que comprenden la ejecución total de la unidad de obra, incluyendo todos los trabajos aún los complementarios y los materiales así como la parte proporcional de imposición fiscal, las cargas laborales y otros gastos repercutibles.

En caso de tener que realizarse unidades de obra no previstas en el proyecto, se fijará su precio entre el Técnico Director y el Contratista antes de iniciar la obra y se presentará a la propiedad para su aceptación o no.

##### **5.1.14.3. Revisión de precios**

En el contrato se establecerá si el contratista tiene derecho a revisión de precios y la fórmula a aplicar para calcularla. En defecto de esta última, se aplicará a juicio del Técnico Director alguno de los criterios oficiales aceptados.

#### **5.1.14.4. Penalizaciones**

Por retraso en los plazos de entrega de las obras, se podrán establecer tablas de penalización cuyas cuantías y demoras se fijarán en el contrato.

#### **5.1.14.5. Contrato**

El contrato se formalizará mediante documento privado, que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes. Comprenderá la adquisición de todos los materiales, transporte, mano de obra, medios auxiliares para la ejecución de la obra proyectada en el plazo estipulado, así como la reconstrucción de las unidades defectuosas, la realización de las obras complementarias y las derivadas de las modificaciones que se introduzcan durante la ejecución, éstas últimas en los términos previstos.

La totalidad de los documentos que componen el Proyecto Técnico de la obra serán incorporados al contrato y tanto el Contratista como la Propiedad deberán firmarlos en testimonio de que los conocen y aceptan.

#### **5.1.14.6. Responsabilidades**

El Contratista es el responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el Proyecto y el contrato. Como consecuencia de ello vendrá obligado la demolición de lo mal ejecutado y a su reconstrucción correctamente sin que sirva de excusa el que el Técnico Director haya examinado y reconocido las obras.

El Contratista es el único responsable de todas las contravenciones que él o su personal cometan durante la ejecución de las obras u operaciones relacionadas con las mismas.

También es responsable de los accidentes o daños que por errores, inexperiencia o empleo de métodos inadecuados se produzcan a la propiedad, a los vecinos o terceros en general.

El Contratista es el único responsable del incumplimiento de las disposiciones vigentes en la materia laboral respecto de su personal y por tanto los accidentes que puedan sobrevenir y de los derechos que puedan derivarse de ellos.

#### **5.1.14.7. Rescisión del contrato**

Se consideran causas suficientes para la rescisión del contrato las siguientes:

- Primera: muerte o incapacidad del Contratista.
- Segunda: la quiebra del Contratista.
- Tercera: modificación del proyecto cuando produzca alteración en más o menos 25% del valor contratado.
- Cuarta: modificación de las unidades de obra en número superior al 40% del original.

- Quinta: la no iniciación de las obras en el plazo estipulado cuando sea por causas ajenas a la Propiedad.
- Sexta: la suspensión de las obras ya iniciadas siempre que el plazo de suspensión sea mayor de seis meses.
- Séptima: incumplimiento de las condiciones del contrato cuando implique mala fe.
- Octava: terminación del plazo de ejecución de la obra sin haberse llegado a completar ésta.
- Novena: actuación de mala fe en la ejecución de los trabajos.
- Décima: destajar o subcontratar la totalidad o parte de la obra a terceros sin la autorización del Técnico Director y la Propiedad.

#### **5.1.14.8. Liquidación**

Siempre que se rescinda el contrato por causas anteriores o bien por acuerdo de ambas partes, se abonará al Contratista las unidades de obra ejecutadas y los materiales acopiados a pie de obra y que reúnan las condiciones y sean necesarios para la misma. Cuando se rescinda el contrato llevará implícito la retención de la fianza para obtener los posibles gastos de conservación del período de garantía y los derivados del mantenimiento hasta la fecha de nueva adjudicación.

#### **5.1.15. Condiciones facultativas**

##### **5.1.15.1. Normas a seguir**

El diseño de la instalación eléctrica estará de acuerdo con las exigencias o recomendaciones expuestas en la última edición de los siguientes códigos:

- Reglamento electrotécnico de baja tensión e instrucciones complementarias.
- Normas UNE.
- Publicaciones del comité electrotécnico internacional (CEI).
- Plan nacional y ordenanza general de seguridad e higiene en el trabajo.
- Normas de la compañía suministradora (IBERDROLA).

Lo indicado en este pliego de condiciones con preferencia a todos los códigos y normas.

##### **5.1.15.2. Personal**

El Contratista tendrá al frente de la obra un encargado con autoridad sobre los demás operarios y conocimientos acreditados y suficientes para la ejecución de la obra.

El encargado recibirá, cumplirá y transmitirá las instrucciones y órdenes del Técnico Director de la obra.

El Contratista tendrá en la obra, el número y clase de operarios que haga falta para el volumen y naturaleza de los trabajos que se realicen, los cuales será de reconocida aptitud y experimentados en el oficio. El Contratista estará obligada separar de la obra, a

aquel personal que a juicio del Técnico Director no cumpla con sus obligaciones, realice el trabajo defectuosamente, bien por falta de conocimientos o por obrar de mala fe.

## **5.2. PLIEGO DE CONDICIONES DE LA RED DE BAJA TENSIÓN**

### **5.2.1. Calidad de los materiales. Condiciones y ejecución**

Todos los materiales empleados serán de primera calidad. Cumplirán las especificaciones y tendrán las características indicadas en el proyecto y en las normas técnicas generales, y además en las de la compañía distribuidora de energía, para este tipo de materiales.

Toda especificación o característica de materiales que figuren en uno solo de los documentos del proyecto, aún sin figurar en los otros, es igualmente obligatoria.

En caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, el Contratista tendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al Técnico Director de la Obra, quien decidirá sobre el particular. En ningún caso podrá suplir la falta directamente, sin la autorización expresa.

Una vez adjudicada la obra y antes de iniciarse, el Contratista presentará al Técnico Director los catálogos, cartas muestra, certificados de garantía o de homologación de los materiales que vayan a emplearse. No podrán utilizarse materiales que no hayan sido aceptados por el Técnico Director.

#### **5.2.1.1. Conductores: Tendido, empalmes, terminales, cruces y protecciones**

Se utilizarán cables con aislamiento de dieléctrico seco, tipos XZ1(S), de las características siguientes:

##### **Cable tipo XZ1(S):**

- Conductor..... Aluminio
- Secciones..... 50 - 95 - 150 y 240 mm<sup>2</sup>
- Tensión asignada.....0,6/1 kV
- Aislamiento..... Mezcla de polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta..... Poliolefina Ignifugada

Todas las líneas serán siempre de cuatro conductores, tres para fase y uno para neutro.

Las conexiones de los conductores subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

La utilización de las diferentes secciones será la siguiente:

- Las secciones de 150 mm<sup>2</sup> y 240 mm<sup>2</sup> se utilizarán en la red subterránea de distribución en BT y en los puentes de unión de los transformadores de potencia con sus correspondientes cuadros de distribución de BT.
- La sección de 95 mm<sup>2</sup>, se utilizará como neutro de la sección de 150 mm<sup>2</sup> línea de derivación de la red general y acometidas.

La sección de 50 mm<sup>2</sup>, solo se utilizará como neutro de la sección de 95 mm<sup>2</sup> y acometidas individuales.

Los tipos normalizados y las características esenciales son los que figuran en la tabla 5.1:

Tipo constructivo	Tensión nominal kV	Sección mm <sup>2</sup>	Nº mínimo alambres	Suministro Long ± 2% m	Tipo bobina UNE 21 167-1	Código
RV	0,6/1	1 x 50	6	1600	10	5631225
		1 x 95	15	950	10	5631235
		1 x 150	15	1100	12	5631245
		1 x 240	30	750	12	5631255

La constitución del cable (ver figura 1) será la siguiente



Los conductores llevarán inscritas sobre la cubierta de forma legible e indeleble las marcas siguientes:

- Nombre del fabricante.
  - Designación completa.
  - Año de fabricación (dos últimas cifras).
  - Indicación de calidad concertada (cuando la tenga).
- La separación entre marcas no será superior a 30 cm.

#### **5.2.1.1.1. Tendido de los cables**

Para el tendido la bobina estará siempre elevada, sujeta por barras y gatos adecuados al peso de la misma y dispositivos de frenado.

El desenrollado del conductor se realizará de forma que éste salga por la parte superior de la bobina.

El fondo de la zanja deberá estar cubierto en toda su longitud con una capa de 10 cm de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, antes de proceder al tendido de los cables.

Los cables deben de ser siempre desenrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado, evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc..., y teniendo en cuenta siempre que el radio de curvatura en el tendido de los mismos, aunque sea accidentalmente, no debe ser inferior a 20 veces su diámetro.

Para la coordinación de movimientos de tendido se dispondrá de personal y los medios de comunicación adecuados.

Cuando los cables se tiendan a mano, los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja.

También se puede tender mediante cabrestantes, tirando del extremo del cable al que se le habrá adaptado una cabeza apropiada y con un esfuerzo de tracción por milímetro cuadrado de conductor que no debe exceder de 3 kg/mm<sup>2</sup>. Será imprescindible la colocación de dinamómetros para medir dicha tracción.

El tendido se hará obligatoriamente por rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable, dispuestos sobre el fondo de la zanja, para evitar el rozamiento del cable con el terreno.

Durante el tendido, se tomarán precauciones para evitar que el cable sufra esfuerzos importantes, golpes o rozaduras.

En las curvas, se tomarán las medidas oportunas para evitar rozamientos laterales de cable. No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles, deberá hacerse siempre a mano.

Solo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de la zanja y siempre sobre rodillos.

No se dejarán nunca los cables tendidos en una zanja abierta sin haber tomado antes la precaución de cubrirlos con la capa de arena fina y la protección de la placa.

En todo momento, las puntas de los cables deberán estar selladas mediante capuchones termorretráctiles o cintas autovulcanizadas para impedir los efectos de la humedad, no dejándose los extremos de los cables en la zanja sin haber asegurado antes la buena estanqueidad de los mismos.

Cuando dos cables que se canalicen vayan a ser empalmados, se solaparán al menos en una longitud de 50 cm.

Las zanjas se recorrerán con detenimiento antes de tender el cable para comprobar que se encuentran sin piedras u otros elementos duros que puedan dañar a los cables en su tendido.

Si con motivo de las obras de canalización aparecieran instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones para no dañarlas, dejándolas, al terminar los trabajos, en las mismas condiciones en que se encontraban primitivamente



Si involuntariamente se causara alguna avería a dichos servicios, se avisará con toda urgencia a la Empresa correspondiente con el fin de que procedan a su reparación.

Cada metro y medio, envolviendo las tres fases y el neutro, se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos, evitando la dispersión de los mismos por efecto de las corrientes de cortocircuito o dilataciones.

Antes de pasar el cable por una canalización entubada, se limpiará la misma para evitar que queden salientes que puedan dañarlos.

En las entradas de los tubulares se evitará que el cable roce el borde de los mismos.

Para los cruces de calles y carreteras:

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

#### **5.2.1.1.2. Protección mecánica y de sobreintensidad**

Protección mecánica:

Las líneas eléctricas subterráneas deben estar protegidas contra posibles averías producidas por hundimiento de tierras, por contacto con cuerpos duros y por choque de herramientas metálicas en eventuales trabajos de excavación.

Para señalar la existencia de las mismas y protegerlas, a la vez, se colocará encima de la capa de arena, una placa de protección y/o tubo.

La anchura se incrementará hasta cubrir todas las cuaternas en caso de haber más de una.

Protección de sobreintensidad:

Con carácter general, los conductores estarán protegidos por los fusibles existentes contra sobrecargas y cortocircuitos.

Para la adecuada protección de los cables contra sobrecargas, mediante fusibles de la clase gG se indica en el siguiente cuadro la intensidad nominal del mismo:

Cable	In (A)
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	160
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	200
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	250
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	315

Cuando se prevea la protección de conductor por fusibles contra cortocircuitos, deberá tenerse en cuenta la longitud de la línea que realmente protege y que se indica en el siguiente cuadro en metros.

Cable	Intensidad nominal de fusible					
	100	125	160	200	250	315
RV 0,6/1 kV 4 x 50 Al	190	155	115			
RV 0,6/1 kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
RV 0,6/1 kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
RV 0,6/1 kV 3 x 240 + 1 x 150 Al	-	605	455	345	260	195
Longitudes en metros <sup>(1)</sup>						

(1) Calculadas con una impedancia a 90°C del conductor de fase y neutro.

NOTA: Estas longitudes se consideran partiendo del cuadro de BT del centro de transformación.

### 5.2.1.1.3. Señalización

Todo conjunto de cables debe estar señalado por una cinta de atención, de acuerdo con la RU 0205, colocada a 40 cm aproximadamente, por encima de la placa de protección. Cuando en la misma zanja existan líneas de tensión diferente (Baja y Media Tensión), en diferentes planos verticales, debe colocarse dicha cinta encima de la conducción superior.

### 5.2.1.1.4. Empalmes y terminales

Para la confección de empalmes y terminales se seguirán los procedimientos establecidos por el fabricante y homologados por las empresas.

El técnico supervisor conocerá y dispondrá de la documentación necesaria para evaluar la confección del empalme o terminación.

En concreto se revisarán las dimensiones del pelado de cubierta, utilización de manguitos o terminales adecuados y su engaste con el utillaje necesario, limpieza y reconstrucción del aislamiento. Los empalmes se identificarán con el nombre del operario y sólo se utilizarán los materiales homologados.

La reconstrucción del aislamiento deberá efectuarse con las manos bien limpias, depositando los materiales que componen el empalme sobre una lona limpia y seca. El montaje deberá efectuarse ininterrumpidamente.

Los empalmes unipolares se efectuarán escalonados, por lo tanto deberán cortarse los cables con distancias a partir de sus extremos de 50 mm, aproximadamente.

En el supuesto que el empalme requiera una protección mecánica, se efectuará el procedimiento de confección adecuado, utilizando además la caja de poliéster indicada para cada caso.

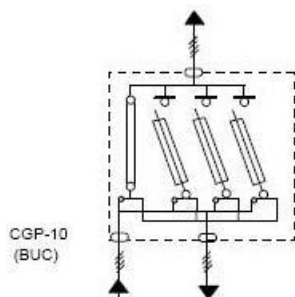
Más instrucciones y catálogo del conductor en el **Anexo 1 “Cable subterráneo de Baja Tensión”**.

### 5.2.1.1.5. Cajas generales de protección (CGP)

Son cajas destinadas a alojar los elementos de protección de las líneas repartidoras y señalización del principio de la propiedad de las instalaciones de los usuarios.

Las cajas generales de protección se colocarán empotradas en las fachadas de los edificios. Se utilizarán las correspondientes al siguiente esquema eléctrico.

En la siguiente tabla se indican las CGP normalizadas, número y tamaño de los cortacircuitos fusibles



En la siguiente tabla se indican las CGP normalizadas, número y tamaño de los cortacircuitos fusibles que usa Iberdrola en sus instalaciones.

Designación	Cortacircuitos Fusibles			Utiliza- ción	Códigos
	Bases		Fusibles		
	Número	Tamaño	I máx. A		
CGP-1-100	1	22x58	80*	Exterior	7650003
CGP-7-100	3	22x58	80*	Exterior	7650007
CGP-7-160	3	00**	160	Exterior	7650008
CGP-7-250/BUC	3	1 (BUC)	250	Exterior / interior	7650010
CGP-7-400/BUC	3	1 (BUC)	400	Exterior / interior	7650011
CGP-10-250/BUC	3	1 (BUC)	250	Interior	7650018
CGP-11-250/250/BUC	3/3	1 (BUC)	250	Interior	7650019

Las características técnicas de las CGP son:

- Envoltente de doble aislamiento, tipo UNINTER módulo 7060, cuba fabricada en poliéster reforzado con fibra de vidrio y tapa de policarbonato transparente.
- Tres bases de 250 A, con dispositivo extintor de arco y detector de fusión.
- Neutro amovible con pletina de conexión para terminales.

- Las conexiones eléctricas se efectúan con tornillería de acero inoxidable.
- Tornillos de acero inoxidable embutidos en las pletinas de entrada y salida de abonado, para el conexionado de terminales bimetálicos hasta 240 mm<sup>2</sup>.
- Complemento: puerta metálica referencia 931.132-IB.
- Esquema 10/BUC.

Demás características en el **Anexo 3 “Cajas Generales de Protección”**.

Tipo de Suministro	Nº de Contadores	Tipo de instalación	Designación	Figura	Código
Monofásico hasta 63 A	1	Empotrable	CPM1-D2-M	5	4272001
	1	Intemperie	CPM1-D2-I	5	4272002
	2	Empotrable	CPM3-D2/2-M	6	4272021
	2	Intemperie	CPM3-D2/2-I	6	4272023
Trifásico doble tarifa hasta 63 A	1	Empotrable	CPM2-D4-M	7	4272011
	1	Intemperie	CPM2-D4-I	7	4272013
Trifásico multifunción 63 A	1	Empotrable	CPM2-E4-M	8	4272014
	1	Intemperie	CPM2-E4-I	8	4272016
	1	Empotrable	CPM2-E4-MBP	9	4272017
	1	Intemperie	CPM2-E4-IBP	9	4272018
Trifásico > 63 A hasta 300 A (Medida indirecta)	1	Empotrable	CMT-300E-M	10	4272100
		Empotrable	CMT-300E-MF	11	4272102
		Intemperie	CMT-300E-I	10	4272101
		Intemperie	CMT-300E-IF	11	4272103
Trifásico hasta 750 A (Medida Indirecta)	1	Intemperie	CMT-750E-I	12	4272120

#### 5.2.1.1.6. Cajas generales de protección y medida (CPM)

Las cajas generales de protección y medida son aquellas que en un solo elemento incluyen la caja general de protección y el elemento de medida.

Son cajas destinadas a alojar los elementos de protección de las líneas repartidoras y señalización del principio de la propiedad de las instalaciones de los usuarios.

En la siguiente tabla se muestran todos los tipos de CPM que utiliza Iberdrola en sus instalaciones.

Las características técnicas de las CPM son:

- Envolvente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035, resistente al calor anormal o fuego, según UNE EN 60 695-2-1/0.
- Grado de protección IP43 en envoltentes empotrables e IP55 en envoltentes de intemperie, según UNE 20 324.
- Grado de protección contra impactos mecánicos externos, IK09 en envoltentes empotrables e IK10 en envoltentes de intemperie, según UNE EN 50 102.

- Clase térmica A, según UNE 21 305.
- Gran resistencia a la corrosión y a los rayos ultravioletas.
- Autoventilación por convección natural sin reducir el grado de protección indicado.
- Ventanillas para lectura de los aparatos de medida opcionales, en policarbonato transparente estabilizado contra la acción de los rayos ultravioleta (U.V.).
- Puerta con bisagras, de apertura superior a 100°.
- Placa precintable, aislante y transparente de policarbonato.
- Panel de poliéster troquelado para fijación de equipos de medida.
- Tornillería de fijación de latón, imperdible y desplazable por el ranurado del panel.

Demás características en el **Anexo 3 “Cajas Generales de Protección y Medida. Armarios de distribución”**.

#### **5.2.1.1.7. Armarios de distribución**

Su utilización será para ir en conjunto con las cajas generales de protección y medida, ya que estas no admiten la sección del cable proyectado en los anillos.  
Serán las de tipo Maxinter CS-250/400-E.

Las características técnicas son:

- Envoltente de poliéster reforzado con fibra de vidrio, tipo MAXINTER.
- Grado de protección IP 43 UNE 20 234 e IK09 UNE EN 50 102.
- Tres bases unipolares cerradas BUC tamaño 1 o tamaño 2, con dispositivo extintor de arco y tornillería de conexión M10 de acero inoxidable.
- Neutro amovible con tornillería de conexión M10 de acero inoxidable.

Demás características en el **Anexo 3 “Cajas Generales de Protección y Medida. Armarios de distribución”**.

#### **5.2.1.2. Accesorios**

Los empalmes, terminales y derivaciones, se elegirán de acuerdo a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.). Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo las instrucciones de montaje dadas por el fabricante.

### **5.2.1.3. Medidas eléctricas**

Una vez terminadas las obras, se realizarán las medidas eléctricas correspondientes de: puesta a tierra del neutro de la instalación para comprobar su buen funcionamiento y corregirlo en caso contrario; también se comprobará la continuidad de los conductores para localizar posibles fallos que se hayan producido en su tendido; y por último se medirán las tensiones entre fases, y entre fases y neutro al inicio y al final de la instalación para comprobar que estas se encuentran dentro de los límites impuestos.

### **5.2.1.4. Obra civil**

La obra civil llevada a cabo en esta parte del proyecto consiste en la apertura de las zanjas (en acera y cruce de calles) por donde discurrirán las distintas líneas, los tipos de zanjas se describen en el siguiente apartado en el cual veremos distintas disposiciones según el número de conductores a introducir en ellas.

### **5.2.1.5. Zanjas: Ejecución, tendido, cruzamientos, señalización y acabado**

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud.

Si ha habido la posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas existentes, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas. Antes de proceder a la apertura de zanjas, se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Los cables de BT se alojarán directamente enterrados bajo la acera a una altura de 0,70 m, en zanjas de 0,80 m de profundidad mínima y una anchura que permitan las operaciones de apertura y tendido, con un valor mínimo de 0,60 m.

El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, y el tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm, de un espesor mínimo de 0,10 m, sobre la que se depositarán los cables a instalar.

Por encima del cable se colocará otra capa de arena de idénticas características y con unos 0,10 m de espesor, y sobre ésta se instalará una protección mecánica a todo lo largo del trazado del cable, esta protección estará constituida por un tubo de plástico cuando existan 1 ó 2 líneas, y por un tubo y una placa cubrecables cuando el número de líneas sea mayor, las características de las placas cubrecables serán las establecidas en las NI 52.95.01.

Las dos capas de arena cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales. A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación y tierras de préstamo, arena, todo-uno o

zahorras, de 0,25 m de espesor, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes.

Sobre esta capa de tierra, y a una distancia mínima del suelo de 0,10 m y 0,25 m de la parte superior del cable se colocará una cinta de señalización, como advertencia de la presencia de cables eléctricos, Las características, color, etc., de esta cinta serán las establecidas en la NI 29.00.01.

El tubo de 160 mm Ø que se instalará como protección mecánica, podrá utilizarse, cuando sea necesario, como conducto para cables de control, red multimedia e incluso para otra línea de BT. Este tubo se dará continuidad en todo su recorrido, al objeto de facilitar el tendido de los cables de control, incluido en las arquetas y calas de tiro si las hubiera.

Y por último se terminará de rellenar la zanja con tierra procedente de la excavación y tierras de préstamo, arena, todo-uno o zahorras, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos. Después se colocará una capa de tierra vegetal o un firme de hormigón de H-200 de unos 0,12 m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

Para los cruzamientos la zanja tendrá una anchura mínima de 0,35 m, para la colocación de dos tubos de 160 mm Ø, aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar. Cuando se considere necesario instalar tubo para los cables de control, se instalará un tubo más de red de 160 mm Ø, destinado a este fin. Este tubo se dará continuidad en todo su recorrido. Los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos.

La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad aproximada de 0,80 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de hormigón H-200, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de hormigón H-200 con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Y por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el espesor del firme y pavimento, para este relleno se utilizará hormigón H-200, en las canalizaciones que no lo exijan las Ordenanzas Municipales la zona de relleno será de todo-uno o zahorra. Después se colocará un firme de hormigón de H-200 de unos 0,30 m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

Los tipos de zanja a utilizar para las distintas disposiciones de los conductores quedan reflejados en los **planos 29 a 31**

### **5.2.2. Normas generales para la ejecución de las instalaciones**

El diseño de la instalación eléctrica estará de acuerdo con las exigencias o recomendaciones expuestas en la última edición de los siguientes códigos:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Normas UNE.



- Publicaciones del Comité Electrotécnico Internacional (CEI).
- Plan nacional y Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo.
- Normas de la Compañía Suministradora (Iberdrola).

Todos los materiales, aparatos, máquinas y conjuntos integrados en los circuitos de instalación proyectada cumplen las normas, especificaciones técnicas y homologaciones que le son establecidas como de obligado cumplimiento por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

Por lo tanto la instalación se ajustará a los planos, materiales y calidades de dicho proyecto, salvo orden facultativa en contra.

Corresponderá al Contratista la responsabilidad de la ejecución de las instalaciones que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

El Contratista tendrá al frente de la obra un encargado con autoridad sobre los demás operarios y conocimientos acreditados y suficientes para la ejecución de la obra.

El encargado recibirá, cumplirá y transmitirá las instrucciones y órdenes del Técnico Director de la obra.

El Contratista tendrá en la obra, el número y clase de operarios que hagan falta para el volumen y naturaleza de los trabajos que se realicen, los cuáles serán de reconocida aptitud y experimentados en el oficio. El Contratista estará obligado a separar de la obra, a aquel personal que a juicio del Técnico Director no cumpla con sus obligaciones, realice el trabajo defectuosamente, bien por falta de conocimientos o por obrar de mala fe.

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, bajo las aceras y evitando ángulos pronunciados.

El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales, cuidando de no afectar a las cimentaciones de los mismos.

Antes de comenzar los trabajos de apertura de zanjas, se marcarán en el terreno las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejen llaves para la contención del terreno.

Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas existentes, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de zanjas, se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas tanto de las zanjas como de los pasos que sean necesarios para los accesos a los portales, garajes, etc..., así como las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos.

Al marcar el trazado de las zanjas, se tendrá en cuenta el radio mínimo de curvatura de las mismas, que no podrá ser inferior a 10 veces el diámetro de los cables que se vayan a canalizar en la posición definitiva y 20 veces en el tendido.

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad determinada, colocándose entubaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

La zona de trabajo estará adecuadamente vallada, y dispondrá de las señalizaciones necesarias y de iluminación nocturna en ámbar rojo.



El vallado debe abarcar todo elemento que altere la superficie vial (caseta, maquinaria, materiales apilados, etc), será continuo en todo su perímetro y con vallas consistentes y perfectamente alineadas, delimitando los espacios destinados a viandantes, tráfico rodado y canalización. La obra estará identificada mediante letreros normalizados por los ayuntamientos.

Se instalará la señalización vertical necesaria para garantizar la seguridad de los viandantes, automovilistas y personal de la obra. Las señales de tránsito a disponer serán, como mínimo, las exigidas por el código de circulación y las ordenanzas vigentes.

### **5.2.3. Revisiones y pruebas reglamentarias al finalizar la obra**

Antes de la puesta en servicio del sistema eléctrico, el Contratista habrá de hacer los ensayos adecuados para probar, a la entera satisfacción del Técnico Director de obra, que todos los equipos, aparatos y cableado han sido instalados correctamente de acuerdo con las normas establecidas y están en condiciones satisfactorias de trabajo.

Todos los ensayos serán presenciados por el Ingeniero que representa al Técnico Director de obra.

Los resultados de los ensayos serán pasados en certificados indicando fecha y nombre de la persona a cargo del ensayo, así como categoría profesional. Los cables, antes de ponerse en funcionamiento, se someterán a un ensayo de resistencia de aislamiento entre las fases, y entre fases y tierra. En los cables enterrados, estos ensayos de resistencia de aislamiento se harán antes y después de efectuar el rellenado y compactado.

Antes de poner el aparellaje bajo tensión, se medirá la resistencia de aislamiento de cada embarrado entre fases y entre fases y tierra. Las medidas deben repetirse con los interruptores en posición de funcionamiento y contactos abiertos.

Todo relé de protección que sea ajustable será calibrado y ensayado, usando contador de ciclos, caja de carga, amperímetro y voltímetro, según se necesite.

Se dispondrá en lo posible, de un sistema de protección selectiva. De acuerdo con esto, los relés de protección se elegirán y coordinarán para conseguir un sistema que permita actuar primero el dispositivo de interrupción más próximo a la falta.

El Contratista preparará curvas de coordinación de relés y calibrado de éstos para todos los sistemas de protección previstos.

Se comprobarán los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad y tensión aplicando corrientes o tensión a los arrollamientos secundarios de los transformadores y comprobando que los instrumentos conectados a estos secundarios funcionan.

Todos los interruptores automáticos se colocarán en posición de prueba y cada interruptor será cerrado y disparado desde su interruptor de control. Los interruptores deben ser disparados por accionamiento manual y aplicando corriente a los relés de protección. Se comprobarán todos los enclavamientos.

#### **5.2.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad**

Para el uso de las instalaciones, primero éstas habrán tenido que pasar sus respectivas revisiones y pruebas para comprobar su correcto funcionamiento; el mantenimiento de las mismas será realizado por la empresa suministradora de energía ateniéndose a toda la reglamentación respectiva al tipo de instalación proyectada; la seguridad para las personas encargadas de la ejecución y mantenimiento de las instalaciones será la emitida en los siguientes documentos:

- Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- R.D. 1627/1997 de 24 de Octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- R.D. 485/1997 de 14 de Abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 1215/1997 de 18 de Julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- R.D. 773/1997 de 30 de Mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

#### **5.2.5. Revisiones, inspecciones y pruebas periódicas reglamentarias a efectuar por parte de instaladores, de mantenedores y/o organismos de control**

Generalmente, asumimos que la instalación eléctrica es un tipo de instalación que una vez realizada y puesta en funcionamiento, no precisa más cuidados que un mantenimiento sustitutivo de los elementos fungibles (fusibles, lámparas, relés, etc.). Las instalaciones eléctricas y, especialmente, los elementos de protección contra contactos eléctricos, requieren de un proceso de revisión periódica que permita conocer el estado de los equipos y subsanar las faltas, averías o fallos en los mismos.

### **5.3. PLIEGO DE CONDICIONES DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN**

#### **5.3.1. Calidad de los materiales. Condiciones y ejecución.**

Todos los materiales empleados serán de primera calidad. Cumplirán las especificaciones y tendrán las características indicadas en el proyecto y en las normas técnicas generales, y además en las de la compañía distribuidora de energía, para este tipo de materiales. Toda especificación o característica de materiales que figuren en uno solo de los documentos del proyecto, aún sin figurar en los otros, es igualmente obligatoria.

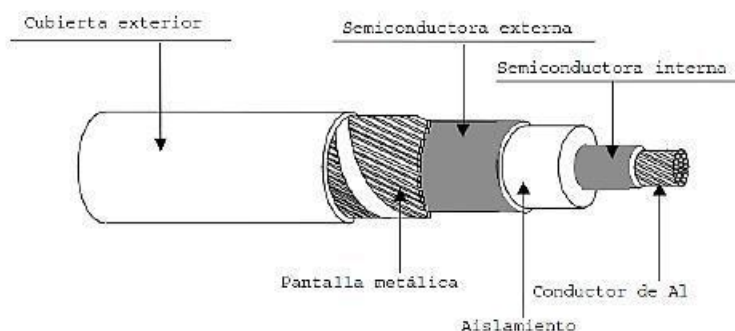
En caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, el Contratista tendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al Técnico Director de la Obra, quien decidirá sobre el particular. En ningún caso podrá suplir la falta directamente, sin la autorización expresa.

Una vez adjudicada la obra y antes de iniciarse, el Contratista presentará al Técnico Director los catálogos, cartas muestra, certificados de garantía o de homologación de los materiales que vayan a emplearse. No podrán utilizarse materiales que no hayan sido aceptados por el Técnico Director.

#### 5.3.1.1. Conductores: Tendido, empalmes, terminales, cruces y protecciones

Se utilizarán conductores de aluminio de la marca Prysmian del tipo “ **AL EPROTENAX-H COMPACT 12/20 kV de sección 150 mm<sup>2</sup>** ”.

La constitución del conductor será la representada en la siguiente figura:



El conductor estará constituido por un elemento circular compacto de clase 2 según la norma UNE 21 022, de aluminio

El aislamiento estará constituido por un dieléctrico seco extruido, mediante el proceso denominado “triple extrusión”, éste será una mezcla a base etileno propileno de alto módulo (HEPR).

La pantalla sobre el conductor estará constituida por una capa de mezcla semiconductora extruida, adherida al aislamiento en toda su superficie, de espesor medio mínimo de 0,5 mm y sin acción nociva sobre el conductor y el aislamiento.

La pantalla sobre el aislamiento estará constituida por una parte no metálica asociada a una parte metálica. La parte no metálica estará formada por una de mezcla semiconductora extruida, separable en frío, de espesor medio mínimo de 0,5 mm. La parte metálica estará

constituida por una corona de alambres de Cu dispuestos en hélice a paso largo y una cinta de Cu, de una sección de 1 mm<sup>2</sup> como mínimo, aplicada con un paso no superior a cuatro veces el diámetro sobre la corona de alambres.

La cubierta exterior estará constituida por un compuesto termoplástico a base de poliolefina (Z1) de color rojo.

Para la protección del medio ambiente el material de cubierta exterior del cable no contendrá hidrocarburos volátiles, halógenos ni metales pesados con excepción del plomo, del que se admitirá un contenido inferior al 0,5%.

Además el cable, en su diseño y construcción, permitirá una fácil separación y recuperación de los elementos constituyentes para el reciclado o tratamiento adecuado de los mismos al final de su vida útil.

Los conductores llevarán inscritas sobre la cubierta de forma legible e indeleble las marcas siguientes:

- Nombre del fabricante y/o marca registrada.
- Designación completa del cable.
- Año de fabricación (dos últimas cifras).
- Indicación de calidad concertada, cuando la tenga.
- Identificación para la trazabilidad (nº de partida u otro).

La separación entre marcas no será superior a 30 cm.

Más características y ensayos a realizar al conductor en el **Anexo 2 “Cable Subterráneo de Media Tensión”**.

#### **5.3.1.1.1. Tendido de los cables.**

##### **5.3.1.1.1.1. Manejo y preparación de bobinas.**

Cuando se desplace la bobina en tierra rodándola, hay que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado en ella con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma.

La bobina no debe almacenarse sobre un suelo blando.

Antes de comenzar el tendido del cable se estudiará el punto más apropiado para situar la bobina, generalmente por facilidad de tendido. En el caso de suelos con pendiente suele ser conveniente el canalizar cuesta abajo. También hay que tener en cuenta que si hay muchos pasos con tubo, se debe procurar colocar la bobina en la parte más alejada de los mismos, con el fin de evitar que pase la mayor parte del cable por los tubos.

Para el tendido la bobina estará siempre elevada y sujeta por un barrón y gatos de potencia apropiada al peso de la misma.

##### **5.3.1.1.1.2. Tendido de cables en zanja.**

Los cables deben ser siempre desenrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado, evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc... y teniendo siempre en cuenta que el radio de curvatura del cable debe ser superior a 20 veces su diámetro durante su tendido, y superior a 10 veces su diámetro una vez instalado.

Cuando los cables se tiendan a mano, los obreros estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja.

También se puede canalizar mediante cabrestantes, tirando del extremo del cable, al que se habrá adoptado una cabeza apropiada, y con un esfuerzo de tracción por mm<sup>2</sup> de conductor que no debe sobrepasar el que indique el fabricante del mismo. En cualquier caso, el esfuerzo no será superior a 5 kg/mm<sup>2</sup> para cables unipolares con conductores de cobre. En el caso de aluminio debe reducirse a la mitad. Será imprescindible la colocación de dinamómetro para medir dicha tracción mientras se tiende.

El tendido será obligatoriamente sobre rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no puedan dañar el cable. Se colocarán en las curvas los rodillos de curva precisos de forma que el radio de curvatura no sea menor de veinte veces el diámetro del cable.

Durante el tendido del cable se tomarán precauciones para evitar al cable esfuerzos importantes, así como que sufra golpes o rozaduras. No se permitirá emplazar el cable, lateralmente, por medio de palancas u otros útiles, sino que se deberá hacer siempre a mano.

Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de la zanja, en casos muy específicos y siempre bajo la vigilancia del Supervisor de la Obra. Cuando la temperatura ambiente sea inferior a 0 grados centígrados no se permitirá hacer el tendido del cable debido a la rigidez que toma el aislamiento.

La zanja en toda su longitud, deberá estar cubierta con una capa de 10 cm de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta en el fondo, antes de proceder al tendido del cable. No se dejará nunca el cable tendido en una zanja abierta, sin haber tomado antes la precaución de cubrirlo con la capa de unos 10 cm de espesor de idénticas características que las anteriores.

En ningún caso se dejarán los extremos del cable en la zanja sin haber asegurado antes una buena estanqueidad de los mismos.

Cuando dos cables se canalicen para ser empalmados, si están aislados con papel impregnado, se cruzarán por lo menos un metro con objeto de sanear las puntas y si tienen aislamiento de plástico el cruzamiento será como mínimo de 50 cm. Las zanjas, una vez abiertas y antes de tender el cable, se recorrerán con detenimiento para comprobar que se encuentran sin piedras u otros elementos duros que puedan dañar a los cables en su tendido.

Si con motivo de las obras de canalización aparecieran instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones para no dañarlas, dejándolas, al terminar los trabajos, en la misma forma en que se encontraban primitivamente. Si involuntariamente se causara alguna avería en dichos servicios, se avisará con toda urgencia a la oficina de control de obras y a la empresa correspondiente, con el fin de que procedan a su reparación. El encargado de la obra por parte del Contratista, tendrá las señas de los servicios públicos, así como su número de teléfono, por si tuviera que llamar comunicando la avería producida.

Si las pendientes son muy pronunciadas, y el terreno es rocoso e impermeable, se está expuesto a que la zanja sirva de drenaje, con lo que se originaría un arrastre de la arena que sirve de lecho a los cables. En este caso, si es un talud, se deberá hacer la zanja al bies para disminuir la pendiente, y de no ser posible, conviene que en esa zona se lleve la canalización entubada y recibida con cemento.

Cuando dos o más cables de media tensión discurren paralelos entre dos subestaciones, centros de reparto, centros de transformación, etc..., deberán señalizarse debidamente, para facilitar su identificación en futuras aperturas de la zanja utilizando para ello cada metro y medio, cintas adhesivas de colores distintos para cada circuito, y en fajas de anchos diferentes para cada fase si son unipolares. De todos modos, al ir separados sus ejes 20 cm mediante un ladrillo o rasilla colocado de canto a lo largo de toda la zanja, se facilitará el reconocimiento de estos cables que además no deben cruzarse en todo el recorrido entre dos Centros de Transformación.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares de media tensión formando ternas, la identificación es más dificultosa y por ello es muy importante que los cables o mazos de cables no cambien de posición en todo su recorrido como acabamos de indicar.

Además se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Cada metro y medio serán colocados por fase con una vuelta de cinta adhesiva y permanente, indicando fase 1, fase 2 y fase 3, utilizando para ello los colores

normalizados cuando se trate de cables unipolares.

- Por otro lado, cada metro y medio envolviendo las tres fases, se colocarán unas vueltas de cinta adhesiva que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos, salvo indicación en contra del Supervisor de Obras. En el caso de varias ternas de cables en mazos, las vueltas de cinta citadas deberán ser de colores distintos que permitan distinguir un circuito de otro.

- Cada metro y medio, envolviendo cada conductor de media tensión tripolar, serán colocadas unas vueltas de cinta adhesiva y permanente de un color distinto para cada circuito, procurando además que el ancho de la faja sea distinto en cada uno.

#### **5.3.1.1.3. Tendido de los cables en tubulares**

Cuando el cable se tienda a mano o con cabrestantes y dinamómetro, y haya que pasar el mismo por un tubo, se facilitará esta operación mediante una cuerda, unida a la extremidad del cable, que llevará incorporado un dispositivo de manga tira cables, teniendo cuidado de que el esfuerzo de tracción sea lo más débil posible, con el fin de evitar alargamiento de la funda de plomo, según se ha indicado anteriormente.

Se situará un obrero en la embocadura de cada cruce de tubo, para guiar el cable y evitar el deterioro del mismo o rozaduras en el tramo del cruce.

Los cables de media tensión unipolares de un mismo circuito, pasarán todos juntos por un mismo tubo dejándolos sin encintar dentro del mismo.

Nunca se deberán pasar dos cables trifásicos de media tensión por un tubo.

En aquellos casos especiales que a juicio del Supervisor de la Obra se instalen los cables unipolares por separado, cada fase pasará por un tubo y en estas circunstancias los tubos no podrán ser nunca metálicos.

Se evitarán en lo posible las canalizaciones con grandes tramos entubados y si esto no fuera posible se construirán arquetas intermedias en los lugares marcados en el proyecto, o en su defecto donde indique el Supervisor de Obra.

Una vez tendido el cable, los tubos se taparán perfectamente con cinta de yute Pirelli Tupir o similar, para evitar el arrastre de tierras, roedores, etc..., por su interior y servir a la vez de almohadilla del cable. Para ello se sierra el rollo de cinta en sentido radial y se ajusta a los diámetros del cable y del tubo quitando las vueltas que sobren.

#### **5.3.1.1.2. Empalmes**

Se realizarán los correspondientes empalmes indicados en el proyecto, cualquiera que sea su aislamiento: papel impregnado, polímero o plástico.

Para su confección se seguirán las normas dadas por el Director de Obra o en su defecto las indicadas por el fabricante del cable o el de los empalmes.

En los cables de papel impregnado se tendrá especial cuidado en no romper el papel al doblar las venas del cable, así como en realizar los baños de aceite con la frecuencia necesaria para evitar huecos. El corte de los rollos de papel se hará por rasgado y no con tijera, navaja, etc...

En los cables de aislamiento seco, se prestará especial atención a la limpieza de las trazas de cinta semiconductoras pues ofrecen dificultades a la vista y los efectos de una deficiencia en este sentido pueden originar el fallo del cable en servicio.

#### **5.3.1.1.3. Terminales**

Se utilizará el tipo indicado en el proyecto, siguiendo para su confección las normas que dicte el Director de Obra o en su defecto el fabricante del cable o el de los terminales.

En los cables de papel impregnado se tendrá especial cuidado en las soldaduras, de forma que no queden poros por donde pueda pasar humedad, así como en el relleno de las botellas, realizándose éste con calentamiento previo de la botella terminal y de forma que la pasta rebase por la parte superior.

#### **5.3.1.1.4. Transporte de bobinas de cables**

La carga y descarga, sobre camiones o remolques apropiados, se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado, asimismo no se podrá dejar caer la bobina al suelo desde un camión o remolque.

#### **5.3.1.2. Accesorios**

Los empalmes, terminales y derivaciones, se elegirán de acuerdo a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos.

Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.). Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo las instrucciones de montaje dadas por el fabricante.

#### **5.3.1.3. Obra civil**

La obra civil llevada a cabo en esta parte del proyecto consiste en la apertura de las zanjas (en acera, cruce de calles y enterramiento de la línea de media tensión aérea) por donde discurrirán las distintas líneas, los tipos de zanjas se describen en el siguiente apartado en el cual veremos distintas disposiciones según el número de conductores a introducir en ellas.



#### **5.3.1.4. Zanjas: Ejecución, tendido, cruzamientos, paralelismos, señalización y acabado**

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud.

Si ha habido la posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas existentes, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas. Antes de proceder a la apertura de zanjas, se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Los cables se alojarán directamente enterrados bajo la acera a una altura de 1m, en zanjas de 1,10 m de profundidad mínima y una anchura que permitan las operaciones de apertura y tendido, con un valor mínimo de 0,35 m.

El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo, 15 veces el diámetro. Los radios de curvatura en operaciones de tendido será superior a 20 veces su diámetro.

Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial, procurando evitarlos, si es posible sin perjuicio del estudio económico de la instalación en proyecto, y si el terreno lo permite.

El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, y el tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm, de un espesor mínimo de 0,10 m, sobre la que se depositará el cable o cables a instalar.

Encima irá otra capa de arena de idénticas características y con unos 0,10 m de espesor, y sobre ésta se instalará una protección mecánica a todo lo largo del trazado del cable, esta protección estará constituida por un tubo de plástico cuando exista 1 línea, y por un tubo y una placa cubrecables cuando el número de líneas sea mayor, las características de las placas cubrecables serán las establecidas en las NI 52.95.01. A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación y con tierras de préstamo de, arena, todo-uno o zahorras, de 0,25 m de espesor, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes.

Sobre esta capa de tierra, y a una distancia mínima del suelo de 0,10 m y 0,30 m de la parte superior del cable se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos, las características, color, etc., de esta cinta serán las establecidas en la NI 29.00.01.

El tubo de 160 mm Ø que se instale como protección mecánica, incluirá en su interior, como mínimo, 4 monoductos de 40 mm Ø, según NI 52.95.03, para poder ser utilizado como conducto de cables de control y redes multimedia. Se dará continuidad en todo el recorrido de este tubo, al objeto de facilitar el tendido de los cables de control, incluido en las arquetas y calas de tiro si las hubiera y obras de mantenimiento, garantizándose su estanqueidad en todo el trazado.

A continuación se terminará de rellenar la zanja con tierra procedente de la excavación y con tierras de préstamo de, arena, todo-uno o zahorras, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos. Después se colocará una capa de tierra



vegetal o un firme de hormigón de H-200 de unos 0,12 m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

Para los cruzamientos la zanja tendrá una anchura mínima de 0,35 m para la colocación de dos tubos rectos de 160 mm Ø aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar. Cuando se considere necesario instalar tubo para los cables de control, se instalará un tubo más, destinado a este fin. Se dará continuidad en todo su recorrido, al objeto de facilitar el tendido de los cables de control, incluido en las arquetas y calas de tiro si las hubiera.

La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad aproximada de 0,8 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de hormigón H-200, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de hormigón H-200 con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. La canalización deberá tener una señalización colocada de la misma forma que la indicada en el caso anterior o marcado sobre el propio tubo, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

Y por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el espesor del pavimento, para este relleno se utilizará hormigón H-200, en las canalizaciones que no lo exijan las Ordenanzas Municipales la zona de relleno será de todo-uno o zahorra.

Después se colocará un firme de hormigón de H-200 de unos 0,30 m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

### **5.3.2. Normas generales para la ejecución de las instalaciones**

El diseño de la instalación eléctrica estará de acuerdo con las exigencias o recomendaciones expuestas en la última edición de los siguientes códigos:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Normas UNE.
- Publicaciones del Comité Electrotécnico Internacional (CEI).
- Plan nacional y Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo.
- Normas de la Compañía Suministradora (Iberdrola).

Todos los materiales, aparatos, máquinas y conjuntos integrados en los circuitos de instalación proyectada cumplen las normas, especificaciones técnicas y homologaciones que le son establecidas como de obligado cumplimiento por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

Por lo tanto la instalación se ajustará a los planos, materiales y calidades de dicho proyecto, salvo orden facultativa en contra.

Corresponderá al Contratista la responsabilidad de la ejecución de las instalaciones que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

El Contratista tendrá al frente de la obra un encargado con autoridad sobre los demás operarios y conocimientos acreditados y suficientes para la ejecución de la obra.

El encargado recibirá, cumplirá y transmitirá las instrucciones y órdenes del Técnico Director de la obra.

El Contratista tendrá en la obra, el número y clase de operarios que hagan falta para el volumen y naturaleza de los trabajos que se realicen, los cuáles serán de reconocida aptitud y experimentados en el oficio. El Contratista estará obligado a separar de la obra, a aquel personal que a juicio del Técnico Director no cumpla con sus obligaciones, realice el trabajo defectuosamente, bien por falta de conocimientos o por obrar de mala fe.

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, bajo las aceras y evitando ángulos pronunciados.

El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales, cuidando de no afectar a las cimentaciones de los mismos.

Antes de comenzar los trabajos de apertura de zanjas, se marcarán en el terreno las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejen llaves para la contención del terreno.

Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas existentes, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas. Antes de proceder a la apertura de zanjas, se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas tanto de las zanjas como de los pasos que sean necesarios para los accesos a los portales, garajes, etc..., así como las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos.

Al marcar el trazado de las zanjas, se tendrá en cuenta el radio mínimo de curvatura de las mismas, que no podrá ser inferior a 10 veces el diámetro de los cables que se vayan a canalizar en la posición definitiva y 20 veces en el tendido.

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad determinada, colocándose entubaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

La zona de trabajo estará adecuadamente vallada, y dispondrá de las señalizaciones necesarias y de iluminación nocturna en ámbar rojo.

El vallado debe abarcar todo elemento que altere la superficie vial (caseta, maquinaria, materiales apilados, etc), será continuo en todo su perímetro y con vallas consistentes y perfectamente alineadas, delimitando los espacios destinados a viandantes, tráfico rodado y canalización. La obra estará identificada mediante letreros normalizados por los ayuntamientos.

Se instalará la señalización vertical necesaria para garantizar la seguridad de los viandantes, automovilistas y personal de la obra. Las señales de tránsito a disponer serán, como mínimo, las exigidas por el código de circulación y las ordenanzas vigentes

## **5.4. PLIEGO DE CONDICIONES DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

### **5.4.1. Calidades de los materiales**

#### **5.4.1.1. Obra civil**

Las envolventes empleadas en la ejecución de este proyecto cumplirán las condiciones generales prescritas en el MIE-RAT 14, Instrucción Primera del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, en lo referente a su inaccesibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado, canalizaciones, cuadros y pupitres de control, celdas, ventilación, paso de líneas y canalizaciones eléctricas a través de paredes, muros y tabiques. Señalización, sistemas contra incendios, alumbrados, primeros auxilios, pasillos de servicio y zonas de protección y documentación.

#### **5.4.1.2. Aparamenta de Media Tensión**

Las celdas empleadas serán prefabricadas, con envoltorio metálica, y que utilicen gas para cumplir dos misiones:

- Aislamiento: El aislamiento integral en gas confiere a la aparamenta sus características de resistencia al medio ambiente, bien sea a la contaminación del aire, a la humedad, o incluso a la eventual inmersión del centro por efecto de riadas.

Por ello, esta característica es esencial especialmente en las zonas con alta contaminación, en las zonas con clima agresivo (costas marítimas y zonas húmedas) y en las zonas más expuestas a riadas o entradas de agua en el centro.

- Corte: El corte en gas resulta más seguro que el aire, debido a lo explicado para el aislamiento.

Igualmente, las celdas empleadas habrán de permitir la extensibilidad "in situ" del centro, de forma que sea posible añadir más líneas o cualquier otro tipo de función, sin necesidad de cambiar la aparamenta previamente existente en el centro.

Las celdas podrán incorporar protecciones del tipo autoalimentado, es decir, que no necesitan imperativamente alimentación externa. Igualmente, estas protecciones serán electrónicas, dotadas de curvas CEI normalizadas (bien sean normalmente inversas, muy inversas o extremadamente inversas), y entrada para disparo por termostato sin necesidad de alimentación auxiliar.

#### **5.4.1.3. Transformadores**

El transformador o transformadores instalados en los Centros de Transformación serán trifásicos, con neutro accesible en el secundario y demás características según lo indicado en la Memoria en los apartados correspondientes a potencia, tensiones primarias y secundarias, regulación en el primario, grupo de conexión, tensión de cortocircuito y protecciones propias del transformador.

Estos transformadores se instalarán, en caso de incluir un líquido refrigerante, sobre una plataforma ubicada encima de un foso de recogida, de forma que en caso de que se derrame e incendie, el fuego quede confinado en la celda del transformador, sin difundirse por los pasos de cable ni otras aberturas al resto del Centro de Transformación, si estos son de maniobra interior (tipo caseta).

Los transformadores, para mejor ventilación, estarán situados en la zona de flujo natural de aire, de forma que la entrada de aire esté situada en la parte inferior de las paredes adyacentes al mismo y las salidas de aire en la zona superior de esas paredes.

#### **5.4.1.4. Equipos de medida**

Al tratarse de Centros para distribución pública, no se incorpora medida de energía en MT, por lo que ésta se efectuará en las condiciones establecidas en cada uno de los ramales en el punto de derivación hacia cada cliente en BT, atendiendo a lo especificado en el Reglamento de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.

- Puesta en servicio:

El personal encargado de realizar las maniobras estará debidamente autorizado y adiestrado.

Las maniobras se realizarán en el siguiente orden:

Primero se conectará el interruptor/seccionador de entrada, si lo hubiere. A continuación se conectará la aparamenta de conexión siguiente hasta llegar al transformador, con lo cual tendremos a éste trabajando para hacer las comprobaciones oportunas.

Una vez realizadas las maniobras de Media Tensión, procederemos a conectar la red de Baja Tensión.

- Separación de servicio:

Estas maniobras se ejecutarán en sentido inverso a las realizadas en la puesta en servicio y no se darán por finalizadas mientras no esté conectado el seccionador de puesta a tierra.

- Mantenimiento:

Para dicho mantenimiento se tomarán las medidas oportunas para garantizar la seguridad del personal.

Este mantenimiento consistirá en la limpieza, engrasado y verificación de los componentes fijos y móviles de todos aquellos elementos que fuese necesario.

Las celdas tipo CGMcosmos de ORMAZABAL, empleadas en la instalación, no necesitan mantenimiento interior, al estar aislada su aparamenta interior en gas, evitando de esta forma el deterioro de los circuitos principales de la instalación.

#### **5.4.2. Normas de ejecución de las instalaciones**

Todos los materiales, aparatos, máquinas, y conjuntos integrados en los circuitos de instalación proyectada cumplen las normas, especificaciones técnicas, y homologaciones que le son establecidas como de obligado cumplimiento por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

Por lo tanto, la instalación se ajustará a los planos, materiales, y calidades de dicho proyecto, salvo orden facultativa en contra.

#### **5.4.3. Revisiones y pruebas reglamentarias al finalizar la obra**

Las pruebas y ensayos a que serán sometidos los equipos y/o edificios una vez terminada su fabricación serán las que establecen las normas particulares de cada producto, que se encuentran en vigor y que aparecen como normativa de obligado cumplimiento en el MIE-RAT 02.

#### **5.4.4. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad**

El centro deberá estar siempre perfectamente cerrado, de forma que impida el acceso de las personas ajenas al servicio. En el interior del centro no se podrá almacenar ningún elemento que no pertenezca a la propia instalación.

Para la realización de las maniobras oportunas en el centro se utilizará banquillo, palanca de accionamiento, guantes, etc., y deberán estar siempre en perfecto estado de uso, lo que se comprobará periódicamente. Antes de la puesta en servicio en carga del centro, se realizará una puesta en servicio en vacío para la comprobación del correcto funcionamiento de las máquinas.

Se realizarán unas comprobaciones de las resistencias de aislamiento y de tierra de los diferentes componentes de la instalación eléctrica.

Toda la instalación eléctrica debe estar correctamente señalizada y debe disponer de las advertencias e instrucciones necesarias de modo que se impidan los errores de interrupción, maniobras incorrectas, y contactos accidentales con los elementos en tensión o cualquier otro tipo de accidente.

Se colocarán las instrucciones sobre los primeros auxilios que deben presentarse en caso de accidente en un lugar perfectamente visible.

#### **5.4.5. Certificados y documentación**

Se adjuntarán, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos competentes, las documentaciones indicadas a continuación:

- Autorización administrativa de la obra.
- Proyecto firmado por un técnico competente.
- Certificado de tensión de paso y contacto, emitido por una empresa homologada.
- Certificación de fin de obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Conformidad por parte de la compañía suministradora.

#### **5.4.6. Libro de órdenes**

Se dispondrá en este centro de un libro de órdenes, en el que se registrarán todas las incidencias surgidas durante la vida útil del citado centro, incluyendo cada visita, revisión, etc.

### **5.5. PLIEGO DE CONDICIONES ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

Se redacta este Pliego en cumplimiento del artículo 5.2.b del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de Construcción.

Se refiere este Pliego, en consecuencia, a partir de la enumeración de las normas legales y reglamentarias aplicables a la obra, al establecimiento de las prescripciones organizativas y técnicas que resultan exigibles en relación con la prevención de riesgos laborales en el curso de la construcción y, en particular, a la definición de la organización preventiva que corresponde al contratista y, en su caso, a los subcontratistas de la obra y a sus actuaciones preventivas, así como a la definición de las prescripciones técnicas que deben cumplir los sistemas y equipos de protección que hayan de utilizarse en las obras, formando parte o no de equipos y máquinas de trabajo. Dadas las características de las condiciones a regular, el contenido de este Pliego se encuentra sustancialmente complementado con las definiciones efectuadas en la Memoria de este Estudio de Seguridad y Salud, en todo lo que se refiere a características técnicas preventivas a cumplir por los equipos de trabajo y máquinas, así como por los sistemas y equipos de protección personal y colectiva a utilizar, su composición, transporte, almacenamiento y reposición, según corresponda.

En estas circunstancias, el contenido normativo de este Pliego ha de considerarse ampliado con las previsiones técnicas de la Memoria, formando ambos documentos un sólo conjunto de prescripciones exigibles durante la ejecución de la obra.

#### **5.5.1 Legislación y normas aplicables**

El cuerpo legal y normativo de obligado cumplimiento está constituido por diversas normas de muy variados condición y rango, actualmente condicionadas por la situación de vigencias que deriva de la Ley 31/1.995, de Prevención de Riesgos Laborales, excepto en lo que se refiere a los reglamentos dictados en desarrollo directo de dicha Ley que, obviamente, están plenamente vigentes y condicionan o derogan, a su vez, otros textos normativos precedentes. Con todo, el marco normativo vigente, propio de

Prevención de Riesgos Laborales en el ámbito del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, se concreta del modo siguiente:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (B.O.E. del 10-11-95). Modificaciones en la Ley 50/1998, de 30 de diciembre.
- Estatuto de los Trabajadores (Real Decreto Legislativo 1/95, de 24 de marzo)
- Reglamento de los Servicios de Prevención (Real Decreto 39/97, de 17 de enero, B.O.E. 31-01-97)
- Modificación del Reglamento de los Servicios de Prevención (Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, B.O.E. 01-05-98)
- Desarrollo del Reglamento de los Servicios de Prevención (O.M. de 27-06-97, B.O.E. 04-07-97)
- Reglamento sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de Construcción (Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, B.O.E. 25-10-97)
- Reglamento sobre disposiciones mínimas en materia de Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo (Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, B.O.E. 23-04-97)
- Reglamento sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los Lugares Trabajo [excepto Construcción] (Real Decreto 486/97, de 14 de abril, B.O.E. 23-04-97)
- Reglamento sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la Manipulación de Cargas (Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, B.O.E. 23-04-97)
- Reglamento sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas al trabajo con Equipos que incluyen Pantallas de Visualización (Real Decreto 488/1997, de 14 de abril, B.O.E. 23-04-97)
- Reglamento de Protección de los trabajadores contra los Riesgos relacionados con la Exposición a Agentes Biológicos durante el trabajo (Real Decreto 664/1997, de 12 de mayo, B.O.E. 24-05-97)
- Adaptación en función del progreso técnico del Real Decreto 664/1997 (Orden de 25 de marzo de 1998 (corrección de errores del 15 de abril)
- Reglamento de Protección de los trabajadores contra los Riesgos relacionados con la Exposición a Agentes Cancerígenos durante el trabajo (Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, B.O.E. 24-05-97)
- Reglamento sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de Equipos de Protección Individual (Real Decreto 773/1997, de 22 de mayo, B.O.E. 12-06-97)
- Reglamento sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los Equipos de Trabajo (Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, B.O.E. 07-08-97)
- Real Decreto 949/1997, de 20 de junio, por el que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de técnico de riesgos laborales
- Real Decreto 216/1999, de 5 de febrero, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo en el ámbito de las empresas de trabajo temporal. Real Decreto



374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.

- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero por el que se aprueba el nuevo Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC LAT 01 a 09.

- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

- Junto a las anteriores, que constituyen el marco legal actual, tras la promulgación de la Ley de Prevención, debe considerarse un amplio conjunto de normas de prevención laboral que, si bien de forma desigual y a veces dudosa, permanecen vigentes en alguna parte de sus respectivos textos. Entre ellas, cabe citar las siguientes:

- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. de 09-03-71, B.O.E. 16-03-71; vigente el capítulo 6 del título II)

- Ordenanza Laboral de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, B.O.E. 09-09-70), utilizable como referencia técnica, en cuanto no haya resultado mejorado, especialmente en su capítulo XVI, excepto las Secciones Primera y Segunda, por remisión expresa del Convenio General de la Construcción, en su Disposición Final Primera.2.

- Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, que regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los Equipos de Protección Individual (B.O.E. 28-12-92)

- Real Decreto 1316/1989, de 27 de octubre, sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al Ruido durante el trabajo (B.O.E. 02-11-89)

- Orden de 31 de octubre de 1984, (Ministerio de Trabajo y Seguridad Social) por la que se aprueba el Reglamento sobre trabajos con riesgo por amianto.

- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción

- Además, han de considerarse otras normas de carácter preventivo con origen en otros Departamentos ministeriales, especialmente del Ministerio de Industria, y con diferente carácter de aplicabilidad, ya como normas propiamente dichas, ya como referencias técnicas de interés, a saber:

- Ley de Industria (Ley 21/1992, de 16 de julio, B.O.E. 26-07-92)

- Real Decreto 474/1.988, de 30 de marzo, por el que se establecen las disposiciones de aplicación de la Directiva 84/528/CEE, sobre aparatos elevadores y manejo mecánico (B.O.E. 20-05-88)

- Real Decreto 1495/1.986, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad en las Máquinas (B.O.E. 21-07-86) y Reales Decretos 590/1.989 (B.O.E. 03-06-89) y 830/1.991 (B.O.E. 31-05-91) de modificación del primero.

- O.M. de 07-04-88, por la que se aprueba la Instrucción Técnica Reglamentaria MSG-SM1, del Reglamento de Seguridad de las Máquinas, referente a máquinas, elementos de máquinas o sistemas de protección usados (B.O.E. 15-04-88).



- Real Decreto 1435/1.992, sobre disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de legislaciones de los estados miembros sobre Máquinas (B.O.E. 11-12-92).
- Real Decreto 56/1995, de 20 de enero, que modifica el anterior 1435/1992.
- Real Decreto 2291/1985, de 8 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Aparatos de Elevación y Manutención (B.O.E. 11-12-85) e instrucciones técnicas complementarias. en lo que pueda quedar vigente.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002 e Instrucciones técnicas complementarias
- Decreto 3115/1968, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (B.O.E. 27-12-68)
- Real Decreto 245/1.989 sobre determinación y limitación de la potencia acústica admisible de determinado material y maquinaria de obra (B.O.E. 11-03-89) y Real Decreto 71/1.992, por el que se amplía el ámbito de aplicación del anterior, así como Órdenes de desarrollo.
- Real Decreto 2114/1.978, por el que se aprueba el Reglamento de Explosivos (B.O.E. 07-09-78).
- Real Decreto 1389/1.997, por el que se establecen disposiciones mínimas destinadas a proteger la seguridad y la salud de los trabajadores en las actividades mineras (B.O.E. 07-10-97).
- Normas Tecnológicas de la Edificación, del Ministerio de Fomento, aplicables en función de las unidades de obra o actividades correspondientes.
- Normas de determinadas Comunidades Autónomas, vigentes en las obras en su territorio, que pueden servir de referencia para las obras realizadas en los territorios de otras comunidades. Destacan las relativas a los Andamios tubulares (p.ej.: Orden 2988/1988, de 30 de junio, de la Consejería de Economía y Empleo de la Comunidad de Madrid), a las Grúas (p.ej.: Orden 2243/1997, sobre grúas torre desmontables, de 28 de julio, de la Consejería de Economía y Empleo de la Comunidad de Madrid y Orden 7881/1988, de la misma, sobre el carné de Operador de grúas y normas complementarias por Orden 7219/1999, de 11 de octubre), etc.
- Diversas normas competenciales, reguladoras de procedimientos administrativos y registros que pueden resultar aplicables a la obra, cuya relación puede resultar excesiva, entre otras razones, por su variabilidad en diferentes comunidades autónomas del Estado. Su consulta idónea puede verse facilitada por el coordinador de seguridad y salud de la obra.

### **5.5.2 Obligaciones de las diversas partes intervinientes en la obra**

En cumplimiento de la legislación aplicable y, de manera específica, de lo establecido en la Ley 31/1.995, de Prevención de Riesgos Laborales, en el Real Decreto 39/1.997, de los Servicios de Prevención, y en el Real Decreto 1627/1.997, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, corresponde a

Dirección General de Carreteras, en virtud de la delegación de funciones efectuada por el Secretario de Estado de Infraestructuras en los Jefes de las demarcaciones territoriales, la designación del coordinador de seguridad y salud de la obra, así como la aprobación del Plan de Seguridad y Salud propuesto por el contratista de la obra, con el preceptivo informe y propuesta del coordinador, así como remitir el Aviso Previo a la Autoridad laboral competente.

En cuanto al contratista de la obra, viene éste obligado a redactar y presentar, con anterioridad al comienzo de los trabajos, el Plan de Seguridad y Salud de la obra, en aplicación y desarrollo del presente Estudio y de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del citado Real Decreto 1627/1997.

El Plan de Seguridad y Salud contendrá, como mínimo, una breve descripción de la obra y la relación de sus principales unidades y actividades a desarrollar, así como el programa de los trabajos con indicación de los trabajadores concurrentes en cada fase y la evaluación de los riesgos esperables en la obra. Además, específicamente, el Plan expresará resumidamente las medidas preventivas previstas en el presente Estudio que el contratista admita como válidas y suficientes para evitar o proteger los riesgos evaluados y presentará las alternativas a aquéllas que considere conveniente modificar, justificándolas técnicamente.

Finalmente, el plan contemplará la valoración económica de tales alternativas o expresará la validez del Presupuesto del presente estudio de Seguridad y Salud. El plan presentado por el contratista no reiterará obligatoriamente los contenidos ya incluidos en este Estudio, aunque sí deberá hacer referencia concreta a los mismos y desarrollarlos específicamente, de modo que aquéllos serán directamente aplicables a la obra, excepto en aquellas alternativas preventivas definidas y con los contenidos desarrollados en el Plan, una vez aprobado éste reglamentariamente.

Las normas y medidas preventivas contenidas en este Estudio y en el correspondiente Plan de Seguridad y Salud, constituyen las obligaciones que el contratista viene obligado a cumplir durante la ejecución de la obra, sin perjuicio de los principios y normas legales y reglamentarias que le obligan como empresario.

En particular, corresponde al contratista cumplir y hacer cumplir el Plan de Seguridad y Salud de la obra, así como la normativa vigente en materia de prevención de riesgos laborales y la coordinación de actividades preventivas entre las empresas y trabajadores autónomos concurrentes en la obra, en los términos previstos en el artículo 24 de la Ley de Prevención, informando y vigilando su cumplimiento por parte de los subcontratistas y de los trabajadores autónomos sobre los riesgos y medidas a adoptar, emitiendo las instrucciones internas que estime necesarias para velar por sus responsabilidades en la obra, incluidas las de carácter solidario, establecidas en el artículo 42.2 de la mencionada Ley.

Los subcontratistas y trabajadores autónomos, sin perjuicio de las obligaciones legales y reglamentarias que les afectan, vendrán obligados a cumplir cuantas medidas establecidas en este Estudio o en el Plan de Seguridad y Salud les afecten, a proveer y velar por el empleo de los equipos de protección individual y de las protecciones colectivas o sistemas preventivos que deban aportar, en función de las normas aplicables y, en su caso, de las estipulaciones contractuales que se incluyan en el Plan de Seguridad y Salud o en documentos jurídicos particulares.

En cualquier caso, las empresas contratista, subcontratistas y trabajadores autónomos presentes en la obra estarán obligados a atender cuantas indicaciones y requerimientos

les formule el coordinador de seguridad y salud, en relación con la función que a éste corresponde de seguimiento del Plan de Seguridad y Salud de la obra y, de manera particular, aquéllos que se refieran a incumplimientos de dicho Plan y a supuestos de riesgos graves e inminentes en el curso de ejecución de la obra.

### **5.5.3 Servicios de prevención**

La empresa adjudicataria vendrá obligada a disponer de una organización especializada de prevención de riesgos laborales, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 39/1997, citado: cuando posea una plantilla superior a los 250 trabajadores, con Servicio de Prevención propio, mancomunado o ajeno contratado a tales efectos, en cualquier caso debidamente acreditados ante la Autoridad laboral competente, o, en supuestos de menores plantillas, mediante la designación de un trabajador (con plantillas inferiores a los 50 trabajadores) o de dos trabajadores (para plantillas de 51 a 250 trabajadores), adecuadamente formados y acreditados a nivel básico, según se establece en el mencionado Real Decreto 39/1997.

La empresa contratista encomendará a su organización de prevención la vigilancia de cumplimiento de sus obligaciones preventivas en la obra, plasmada en el Plan de Seguridad y Salud, así como la asistencia y asesoramiento al Jefe de obra en cuantas cuestiones de seguridad se planteen a lo largo de la construcción.

Cuando la empresa contratista venga obligada a disponer de un servicio técnico de prevención, estará obligada, asimismo, a designar un técnico de dicho servicio para su actuación específica en la obra. Este técnico deberá poseer la preceptiva acreditación superior o, en su caso, de grado medio a que se refiere el mencionado Real Decreto 39/1997, así como titulación académica y desempeño profesional previo adecuado y aceptado por el coordinador en materia de seguridad y salud, a propuesta expresa del jefe de obra.

Al menos uno de los trabajadores destinados en la obra poseerá formación y adiestramiento específico en primeros auxilios a accidentados, con la obligación de atender a dicha función en todos aquellos casos en que se produzca un accidente con efectos personales o daños o lesiones, por pequeños que éstos sean.

Los trabajadores destinados en la obra poseerán justificantes de haber pasado reconocimientos médicos preventivos y de capacidad para el trabajo a desarrollar, durante los últimos doce meses, realizados en el departamento de Medicina del Trabajo de un Servicio de Prevención acreditado.

El Plan de Seguridad y Salud establecerá las condiciones en que se realizará la información a los trabajadores, relativa a los riesgos previsibles en la obra, así como las acciones formativas pertinentes.

El coste económico de las actividades de los servicios de prevención de las empresas correrá a cargo, en todo caso, de las mismas, estando incluidos como gastos generales en los precios correspondientes a cada una de las unidades productivas de la obra, al tratarse de obligaciones intrínsecas a su condición empresarial.

#### **5.5.4 Instalaciones y servicios de higiene y bienestar de los trabajadores**

Los vestuarios, comedores, servicios higiénicos, lavabos y duchas a disponer en la obra quedarán definidos en el Plan de Seguridad y Salud, de acuerdo con las normas específicas de aplicación y, específicamente, con los apartados 15 a 18 de la Parte A del Real Decreto 1627/1.997, citado. En cualquier caso, se dispondrá de un inodoro cada 25 trabajadores, utilizable por éstos y situado a menos de 50 metros de los lugares de trabajo; de un lavabo por cada 10 trabajadores y de una taquilla o lugar adecuado para dejar la ropa y efectos personales por trabajador.

Se dispondrá asimismo en la obra de agua potable en cantidad suficiente y adecuadas condiciones de utilización por parte de los trabajadores.

Se dispondrá siempre de un botiquín, ubicado en un local de obra, en adecuadas condiciones de conservación y contenido y de fácil acceso, señalizado y con indicación de los teléfonos de urgencias a utilizar. Existirá al menos un trabajador formado en la prestación de primeros auxilios en la obra.

Todas las instalaciones y servicios a disponer en la obra vendrán definidos concretamente en el plan de seguridad y salud y en lo previsto en el presente estudio, debiendo contar, en todo caso, con la conservación y limpieza precisos para su adecuada utilización por parte de los trabajadores, para lo que el jefe de obra designará personal específico en tales funciones. 335

El coste de instalación y mantenimiento de los servicios de higiene y bienestar de los trabajadores correrá a cargo del contratista, sin perjuicio de que consten o no en el presupuesto de la obra y que, en caso afirmativo, sean retribuidos por la Administración de acuerdo con tales presupuestos, siempre que se realicen

#### **5.5.5 Condiciones a cumplir por los equipos de protección personal**

Todos los equipos de protección personal utilizados en la obra tendrán fijado un periodo de vida útil, a cuyo término el equipo habrá de desecharse obligatoriamente. Si antes de finalizar tal periodo, algún equipo sufriera un trato límite (como en supuestos de un accidente, caída o golpeo del equipo, etc.) o experimente un envejecimiento o deterioro más rápido del previsible, cualquiera que sea su causa, será igualmente desechado y sustituido, al igual que cuando haya adquirido mayor holgura que las tolerancias establecidas por el fabricante.

Un equipo de protección individual nunca será permitido en su empleo si se detecta que representa o introduce un riesgo por su mera utilización.

Todos los equipos de protección individual se ajustarán a las normas contenidas en los Reales Decretos 1407/1992 y 773/1997, ya mencionados. Adicionalmente, en cuanto no se vean modificadas por lo anteriores, se considerarán aplicables las Normas Técnicas Reglamentarias M.T. de homologación de los equipos, en aplicación de la O.M. de 17-05-1.974 (B.O.E. 29-05-74).

Las presentes prescripciones se considerarán ampliadas y complementadas con las medidas y normas aplicables a los diferentes equipos de protección individual y a su utilización, definidas en la Memoria de este estudio de seguridad y salud y que no se considera necesario reiterar aquí.

El coste de adquisición, almacenaje y mantenimiento de los equipos de protección individual de los trabajadores de la obra correrá a cargo del contratista o subcontratistas

correspondientes, siendo considerados presupuestariamente como costes indirectos de cada unidad de obra en que deban ser utilizados, como corresponde a elementos auxiliares mínimos de la producción, reglamentariamente exigibles e independientes de la clasificación administrativa laboral de la obra y, consecuentemente, independientes de su presupuesto específico.

Las protecciones personales que se consideran, sin perjuicio de normativa específica que resulte aplicable, de utilización mínima exigible en la obra, se establecen en el Anejo I de este Pliego, para las diferentes unidades productivas de la obra.

Sin perjuicio de lo anterior, si figuran en el presupuesto de este estudio de seguridad y salud los costes de los equipos de protección individual que deban ser usados en la obra por el personal técnico, de supervisión y control o de cualquier otro tipo, incluidos los visitantes, cuya presencia en la obra puede ser prevista. En consecuencia estos costes serán retribuidos por la Administración de acuerdo con este presupuesto, siempre que se utilicen efectivamente en la obra.

#### **5.5.6 Condiciones de las protecciones colectivas**

En la Memoria de este estudio se contemplan numerosas definiciones técnicas de los sistemas y protecciones colectivas que están previstos aplicar en la obra, en sus diferentes actividades o unidades de obra. Dichas definiciones tienen el carácter de prescripciones técnicas mínimas, por lo que no se considera necesario ni útil su repetición aquí, sin perjuicio de la remisión de este Pliego a las normas reglamentarias aplicables en cada caso y a la concreción que se estima precisa en las prescripciones técnicas mínimas de algunas de las protecciones que serán abundantemente utilizables en el curso de la obra.

Así, las vallas autónomas de protección y delimitación de espacios estarán construidas a base de tubos metálicos soldados, tendrán una altura mínima de 90 cm. y estarán pintadas en blanco o en amarillo o naranja luminosos, manteniendo su pintura en correcto estado de conservación y no presentando indicios de óxido ni elementos doblados o rotos en ningún momento.

Los pasillos cubiertos de seguridad que deban utilizarse en estructuras estarán contruidos con pórticos de madera, con pies derechos y dinteles de tablones embridados, o metálicos a base de tubos y perfiles y con cubierta cuajada de tablones o de chapa de suficiente resistencia ante los impactos de los objetos de caída previsible sobre los mismos. Podrán disponerse elementos amortiguadores sobre la cubierta de estos pasillos.

Las redes perimetrales de seguridad con pescantes de tipo horca serán de poliamida.

Las redes de bandeja o recogida se situarán en un nivel inferior, pero próximo al de trabajo, con altura de caída sobre la misma siempre inferior a 6 metros.

Las barandillas de pasarelas y plataformas de trabajo tendrán suficiente resistencia, por sí mismas y por su sistema de fijación y anclaje, para garantizar la retención de los trabajadores, incluso en hipótesis de impacto por desplazamiento o desplome violento. La resistencia global de referencia de las barandillas queda cifrada en 150 Kg./m., como mínimo.

Los cables de sujeción de cinturones y arneses de seguridad y sus anclajes tendrán suficiente resistencia para soportar los esfuerzos derivados de la caída de un trabajador al vacío, con una fuerza de inercia calculada en función de la longitud de cuerda

utilizada. Estarán, en todo caso, anclados en puntos fijos de la obra ya construida (esperas de armadura, argollas empotradas, pernos, etc.) o de estructuras auxiliares, como pórticos que pueda ser preciso disponer al efecto.

Todas las pasarelas y plataformas de trabajo tendrán anchos mínimos de 60 cm. y, cuando se sitúen a más de 2,00 m. del suelo, estarán provistas de barandillas de al menos 90 cm. de altura, con listón intermedio y rodapié de 15 cm como mínimo.

Las escaleras de mano estarán siempre provistas de zapatas antideslizantes y presentarán la suficiente estabilidad. Nunca se utilizarán escaleras unidas entre sí en obra, ni dispuestas sobre superficies irregulares o inestables, como tablas, ladrillos u otros materiales sueltos.

La resistencia de las tomas de tierra no será superior a aquélla que garantice una tensión máxima de 24 V., de acuerdo con la sensibilidad del interruptor diferencial que, como mínimo, será de 30 mA para alumbrado y de 300 mA para fuerza.

Se comprobará periódicamente que se produce la desconexión al accionar el botón de prueba del interruptor diferencial, siendo absolutamente obligatorio proceder a una revisión de éste por personal especializado o sustituirlo, cuando la desconexión no se produce.

Todo cuadro eléctrico general, totalmente aislado en sus partes activas, irá provisto de un interruptor general de corte omnipolar, capaz de dejar a toda la zona de la obra sin servicio. Los cuadros de distribución deberán tener todas sus partes metálicas conectadas a tierra.

Todos los elementos eléctricos, como fusibles, cortacircuitos e interruptores, serán de equipo cerrado, capaces de imposibilitar el contacto eléctrico fortuito de personas o cosas, al igual que los bornes de conexiones, que estarán provistas de protectores adecuados. Se dispondrán interruptores, uno por enchufe, en el cuadro eléctrico general, al objeto de permitir dejar sin corriente los enchufes en los que se vaya a conectar maquinaria de 10 o más amperios, de manera que sea posible enchufar y desenchufar la máquina en ausencia de corriente.

Los tableros portantes de bases de enchufe de los cuadros eléctricos auxiliares se fijarán eficazmente a elementos rígidos, de forma que se impida el desenganche fortuito de los conductores de alimentación, así como contactos con elementos metálicos que puedan ocasionar descargas eléctricas a personas u objetos.

Las lámparas eléctricas portátiles tendrán mango aislante y dispositivo protector de la lámpara, teniendo alimentación de 24 voltios o, en su defecto, estar alimentadas por medio de un transformador de separación de circuitos.

Todas las máquinas eléctricas dispondrán de conexión a tierra, con resistencia máxima permitida de los electrodos o placas de 5 a 10 ohmios, disponiendo de cables con doble aislamiento impermeable y de cubierta suficientemente resistente. Las mangueras de conexión a las tomas de tierra llevarán un hilo adicional para conexión al polo de tierra del enchufe.

Los extintores de obra serán de polvo polivalente y cumplirán la Norma UNE 23010, colocándose en los lugares de mayor riesgo de incendio, a una altura de 1,50 m. sobre el suelo y estarán adecuadamente señalizados.

En cuanto a la señalización de la obra, es preciso distinguir en la que se refiere a la deseada información o demanda de atención por parte de los trabajadores y aquélla que corresponde al tráfico exterior afectado por la obra. En el primer caso son de aplicación las prescripciones establecidas por el Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, ya citado en este Pliego, en tanto que la señalización y el balizamiento del tráfico, en su caso,



vienen regulados por la Norma 8.3IC de la Dirección General de Carreteras, como corresponde a su contenido y aplicación técnica.

Esta distinción no excluye la posible complementación de la señalización de tráfico durante la obra cuando la misma se haga exigible para la seguridad de los trabajadores.

que trabajen en la inmediación de dicho tráfico, en evitación de intromisiones accidentales de éste en las zonas de trabajo.

Dichos complementos, cuando se estimen necesarios, deberán figurar en el plan de seguridad y salud de la obra.

Todas las protecciones colectivas de empleo en la obra se mantendrán en correcto estado de conservación y limpieza, debiendo ser controladas específicamente tales condiciones, en las condiciones y plazos que en cada caso se fijen en el plan de seguridad y salud.

Las presentes prescripciones se considerarán ampliadas y complementadas con las medidas y normas aplicables a los diferentes sistemas de protección colectiva y a su utilización, definidas en la Memoria de este estudio de seguridad y salud y que no se considera necesario reiterar aquí.

El coste de adquisición, construcción, montaje, almacenamiento y mantenimiento de los equipos de protección colectiva utilizados en la obra correrá a cargo del contratista o subcontratistas correspondientes, siendo considerados presupuestariamente como costes indirectos de cada unidad de obra en que deban ser utilizados, como corresponde a elementos auxiliares mínimos de la producción, reglamentariamente exigibles e independientes de la clasificación administrativa laboral de la obra y, consecuentemente, independientes de su presupuesto específico.

Las protecciones colectivas que se consideran, sin perjuicio de normativa específica que resulte aplicable, de utilización mínima exigible en la obra, se establecen en el Anejo I, para las diferentes unidades productivas de la obra.

Sin perjuicio de lo anterior, si figuran en el presupuesto de este estudio de seguridad y salud los sistemas de protección colectiva y la señalización que deberán ser dispuestos para su aplicación en el conjunto de actividades y movimientos en la obra o en un conjunto de tajos de la misma, sin aplicación estricta a una determinada unidad de obra. En consecuencia, estos costes serán retribuidos por la Administración de acuerdo con este presupuesto, siempre que sean dispuestos efectivamente en la obra

## **5.6 PLIEGO DE CONDICIONES PLAN DE GESTIÓN DE RESIDUOS**

### **5.6.1 Obligaciones Agentes Intervinientes**

Además de las obligaciones previstas en la normativa aplicable, la persona física o jurídica que ejecute la obra estará obligada a presentar a la propiedad de la misma un plan que refleje cómo llevará a cabo las obligaciones que le incumban en relación con los residuos de construcción y demolición que se vayan a producir en la obra. El plan, una vez aprobado por la dirección facultativa y aceptado por la propiedad, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.

- El poseedor de residuos de construcción y demolición, cuando no proceda a gestionarlos por sí mismo, y sin perjuicio de los requerimientos del proyecto aprobado,

estará obligado a entregarlos a un gestor de residuos o a participar en un acuerdo voluntario o convenio de colaboración para su gestión. Los residuos de construcción y demolición se destinarán preferentemente, y por este orden, a operaciones de reutilización, reciclado o a otras formas de valorización y en última instancia a depósito en vertedero.

- Según exige el Real Decreto 105/2008, que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y de demolición, el poseedor de los residuos estará obligado a sufragar los correspondientes costes de gestión de los residuos.

- El productor de residuos (promotor) habrá de obtener del poseedor (contratista) la documentación acreditativa de que los residuos de construcción y demolición producidos en la obra han sido gestionados en la misma ó entregados a una instalación de valorización ó de eliminación para su tratamiento por gestor de residuos autorizado, en los términos regulados en la normativa y, especialmente, en el plan o en sus modificaciones. Esta documentación será conservada durante cinco años.

- En las obras de edificación sujetas la licencia urbanística la legislación autonómica podrá imponer al promotor (productor de residuos) la obligación de constituir una fianza, o garantía financiera equivalente, que asegure el cumplimiento de los requisitos establecidos en dicha licencia en relación con los residuos de construcción y demolición de la obra, cuyo importe se basará en el capítulo específico de gestión de residuos del presupuesto de la obra.

- Todos los trabajadores intervinientes en obra han de estar formados e informados sobre el procedimiento de gestión de residuos en obra que les afecta, especialmente de aquellos aspectos relacionados con los residuos peligrosos.

### **5.6.2 Gestión de Residuos**

- Según requiere la normativa, se prohíbe el depósito en vertedero de residuos de construcción y demolición que no hayan sido sometidos a alguna operación de tratamiento previo.

- El poseedor de los residuos estará obligado, mientras se encuentren en su poder, a mantenerlos en condiciones adecuadas de higiene y seguridad, así como a evitar la mezcla de fracciones ya seleccionadas que impida o dificulte su posterior valorización o eliminación.

- Se debe asegurar en la contratación de la gestión de los residuos, que el destino final o el intermedio son centros con la autorización autonómica del organismo competente en la materia. Se debe contratar sólo transportistas o gestores autorizados por dichos organismos e inscritos en los registros correspondientes.

- Para el caso de los residuos con amianto se cumplirán los preceptos dictados por el RD 396/2006 sobre la manipulación del amianto y sus derivados.

- El depósito temporal de los residuos se realizará en contenedores adecuados a la naturaleza y al riesgo de los residuos generados.



- Dentro del programa de seguimiento del Plan de Gestión de Residuos se realizarán reuniones periódicas a las que asistirán contratistas, subcontratistas, dirección facultativa y cualquier otro agente afectado. En las mismas se evaluará el cumplimiento de los objetivos previstos, el grado de aplicación del Plan y la documentación generada para la justificación del mismo.

- Se deberá asegurar en la contratación de la gestión de los RCDs, que el destino final (Planta de Reciclaje, Vertedero, Cantera, Incineradora, Centro de Reciclaje de Plásticos/Madera...) sean centros autorizados. Así mismo se deberá contratar sólo transportistas o gestores autorizados e inscritos en los registros correspondientes. Se realizará un estricto control documental, de modo que los transportistas y gestores de RCDs deberán aportar los vales de cada retirada y entrega en destino final.

### **5.6.3 Derribo y Demolición**

- En los procesos de derribo se priorizará la retirada tan pronto como sea posible de los elementos que generen residuos contaminantes y peligrosos. Si es posible, esta retirada será previa a cualquier otro trabajo.

- Los elementos constructivos a desmontar que tengan como destino último la reutilización se retirarán antes de proceder al derribo o desmontaje de otros elementos constructivos, todo ello para evitar su deterioro.

- En la planificación de los derribos se programarán de manera consecutiva todos los trabajos de desmontaje en los que se genere idéntica tipología de residuos con el fin de facilitar los trabajos de separación.

### **5.6.4 Separación**

- El depósito temporal de los residuos valorizables que se realice en contenedores o en acopios, se debe señalizar y segregar del resto de residuos de un modo adecuado.

- Los contenedores o envases que almacenen residuos deberán señalizarse correctamente, indicando el tipo de residuo, la peligrosidad, y los datos del poseedor.

- El responsable de la obra al que presta servicio un contenedor de residuos adoptará las medidas necesarias para evitar el depósito de residuos ajenos a la misma. Igualmente, deberá impedir la mezcla de residuos valorizables con aquellos que no lo son.

- Deberán tomarse las medidas necesarias para evitar la mezcla de residuos peligrosos con residuos no peligrosos.

- El poseedor de los residuos establecerá los medios humanos, técnicos y procedimientos de separación que se dedicarán a cada tipo de residuo generado.

- La separación en fracciones se llevará a cabo preferentemente por el poseedor de los residuos dentro de la obra. Cuando por falta de espacio físico no resulte técnicamente viable efectuar dicha separación en origen, el poseedor podrá encomendar la separación de fracciones a un gestor de residuos en una instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra. En este último caso, el poseedor deberá obtener del gestor de la instalación documentación acreditativa de que éste ha cumplido, en su nombre, la obligación de separación.
- Los contenedores de los residuos deberán estar pintados en colores que destaquen y contar con una banda de material reflectante. En los mismos deberá figurar, en forma visible y legible, la siguiente información del titular del contenedor: razón social, CIF, teléfono y número de inscripción en el Registro de Transportistas de Residuos.
- Cuando se utilicen sacos industriales y otros elementos de contención o recipientes, se dotarán de sistemas (adhesivos, placas, etcétera) que detallen la siguiente información del titular del saco: razón social, CIF, teléfono y número de inscripción en el Registro de Transportistas o Gestores de Residuos.

#### **5.6.5 Documentación**

- La entrega de los residuos de construcción y demolición a un gestor por parte del poseedor habrá de constar en documento fehaciente, en el que figure, al menos, la identificación del poseedor y del productor, la obra de procedencia y, en su caso, el número de licencia de la obra, la cantidad, expresada en toneladas o en metros cúbicos, o en ambas unidades cuando sea posible, el tipo de residuos entregados, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero y la identificación del gestor de las operaciones de destino.
- El poseedor de los residuos estará obligado a entregar al productor los certificados y demás documentación acreditativa de la gestión de los residuos a que se hace referencia en el Real Decreto 105/2008 que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y de demolición.
- El poseedor de residuos dispondrá de documentos de aceptación de los residuos realizados por el gestor al que se le vaya a entregar el residuo.
- El gestor de residuos debe extender al poseedor un certificado acreditativo de la gestión de los residuos recibidos, especificándola identificación del poseedor del productor, la obra de procedencia y, en su caso, el número de licencia de la obra, la cantidad, expresada en toneladas o en metros cúbicos, o en ambas unidades cuando sea posible, y el tipo de residuos entregados, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002.
- Cuando el gestor al que el poseedor entregue los residuos de construcción y demolición efectúe únicamente operaciones de recogida, almacenamiento, transferencia

o transporte, en el documento de entrega deberá figurar también el gestor de valorización o de eliminación ulterior al que se destinan los residuos.

- Según exige la normativa, para el traslado de residuos peligrosos se deberá remitir notificación al órgano competente de la comunidad autónoma en materia medioambiental con al menos diez días de antelación a la fecha de traslado. Si el traslado de los residuos afecta a más de una provincia, dicha notificación se realizará al Ministerio de Medio Ambiente.

El poseedor de residuos facilitará al productor acreditación fehaciente y documental que deje constancia del destino final de los residuos reutilizados. Para ello se entregará certificado con documentación gráfica.

#### **5.6.6 Normativa**

- Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba, el Reglamento para la ejecución de la Ley 120/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos.
- Real Decreto 952/1997, que modifica el Reglamento para la ejecución de la ley 20/1986 básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos, aprobado mediante Real Decreto 833/1998.
- LEY 10/1998, de 21 de abril, de Residuos.
- REAL DECRETO 1481/2001, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.
- REAL DECRETO 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

# 6. PRESUPUESTO

## 6.1 PRESUPUESTO LÍNEA SUBTERRANEA DE BAJA TENSIÓN

### 6.1.1 PRESUPUESTO UNITARIO

#### ZANJA EN ASFALTO PARA B.T SIN REPOSICION.

DESCRIPCIÓN	UD	CANTIDAD	UNITARIO €	TOTAL €
Zanja 0,5x1,00 m, excavación por medios Mecánicos	ML	78	46.00	<b>3588</b>
Dos tubos DPN 160, tendido en zanja	ML	156	6.30	<b>982.8</b>
Tapón para tubo DPN 160	UD	11	1.15	<b>12.65</b>
Sellado poliuretano boca tubo salida Cables	UD	22	0.50	<b>11</b>
Tubo DPN 160, tendido en zanja para señalización y control	ML	67.8	6.30	<b>427.14</b>
Hormigón H=200	M3	24	57.14	<b>1371.36</b>
Cinta atención al cable	ML	67.8	0.10	<b>6.78</b>
Relleno zahorra, compactación por medios mecánicos	M3	24	10.30	<b>247.20</b>
Prueba de compactación de terreno	UD	11	6.20	<b>68.2</b>
Aglomerado asfáltico	M3	10	22.70	<b>227</b>

**ZANJA EN ACERA PARA B.T. SIN  
REPOSICION**

Zanja 0,8x0,80 m excavación por Medios Mecánicos	ML	2696	48.50	<b>130756</b>
Arena lavada para tendido de cables eléctricos	M3	197.88	14.70	<b>2908.83</b>
Arena lavada para cubrir cables eléctricos	M3	395.76	14.70	<b>5817.67</b>
Placa señalización cables y protección mecánica, enlazable	ML	2473.51	2.65	<b>6554.80</b>
Tubo DPN 160, tendido en zanja para señalización y control	ML	2473.51	6.30	<b>15583.11</b>
Cinta atención al cable (x2)	ML	4947.02	0.10	<b>494.70</b>
Relleno zahorra, compactación por medios mecánicos	M3	989.40	9.83	<b>9725.80</b>
Prueba de compactación de terreno Prueba de compactación de terreno	UD	26	6.20	<b>161.2</b>
Colocación baldosa 0,80 ancho	ML	2473.51	10.88	<b>26911.78</b>

<b>LINEA CABLE 0,6/1 KV 3 (1x240)+1x150 mm2 Al</b>				
Cable 0,6/1 KV 1x240 mm2 Al, tendido en Zanja	ML	7271.54	2.39	<b>17378.98</b>
Cable 0,6/1 KV 1x150 mm2 Al, tendido en Zanja	ML	2424.21	2.02	<b>4896.28</b>
Encintado identificación cables colores negro, marrón, amarillo, gris	UD	192	0.10	<b>19.2</b>
Encintado mazo cables color negro	UD	96	0.10	<b>9.6</b>
Empalmes de conexión	UD	96	3.68	<b>353.28</b>

**LINEA CABLE 0,6/1 KV 3  
(1x150)+1x95 mm2 Al**

Cable 0,6/1 KV 1x150 mm2 Al, tendido en Zanja	ML	1602	2.02	<b>3236.04</b>
Cable 0,6/1 KV 1x95 mm2 Al, tendido en Zanja	ML	534	1.89	<b>1009.26</b>
Encintado identificación cables colores negro, marrón, amarillo, gris	UD	32	0.10	<b>3.2</b>
Encintado mazo cables color negro	UD	16	0.10	<b>1.6</b>

## CAJA GENERAL DE PROTECCION

Basamento hormigón prefabricado	UD	29	6.88	<b>199.52</b>
Caja General de Protección CGP-10	UD	29	368	<b>10672</b>
Fusible gG-315 A	UD	87	1.43	<b>124.41</b>
Barra neutro NH-1	UD	29	0.57	<b>16.53</b>
Cerramiento obra civil módulo ADS	UD	29	14.35	<b>416.15</b>
Tubo PVC 120(X2)	ML	174	1.06	<b>184.44</b>
Cable Cu 0,6/1KV 50 mm <sup>2</sup>	ML	145	0.40	<b>58</b>
Pica T.T. 2 m c/ grapa	UD	29	1.43	<b>41.47</b>
Marcado ADS y líneas según Norma Iberdrola	UD	29	86.05	<b>2495.45</b>

## CAJA GENERAL DE PROTECCION Y MEDIDA (1 abonado)

Basamento hormigón prefabricado	UD	5	6.88	<b>34.4</b>
Caja GPM CPM1-D2-M	UD	5	110.2	<b>551</b>
Fusible gG-315 A	UD	15	1.43	<b>21.45</b>
Barra neutro NH-1	UD	5	0.57	<b>2.85</b>
Cerramiento obra civil	UD	5	14.35	<b>71.75</b>



módulo ADS				
Tubo PVC 120(X2)	ML	30	1.06	<b>31.8</b>
Cable Cu 0,6/1KV 50 mm2	ML	25	0.40	<b>10</b>
Pica T.T. 2 m c/ grapa	UD	5	1.43	<b>7.15</b>
Marcado ADS y líneas según Norma Iberdrola	UD	5	86.05	<b>430.25</b>

**CAJA GENERAL DE PROTECCION Y MEDIDA (2 abonado)**

Basamento hormigón prefabricado	UD	81	6.88	<b>557.28</b>
Caja GPM CPM3-D2/2-M	UD	81	266.16	<b>21558.96</b>
Fusible gG-315 A	UD	243	1.43	<b>347.49</b>
Barra neutro NH-1	UD	81	0.57	<b>46.17</b>
Cerramiento obra civil módulo ADS	UD	81	14.35	<b>1162.35</b>
Tubo PVC 120(X4)	ML	972	1.06	<b>1030.32</b>
Cable Cu 0,6/1KV 50 mm2	ML	405	0.40	<b>162</b>
Pica T.T. 2 m c/ grapa	UD	81	1.43	<b>115.83</b>
Marcado ADS y líneas según Norma Iberdrola	UD	81	86.05	<b>6970.05</b>

**6.1.2 PRESUPUESTO TOTAL**

DESCRIPCION	TOTAL €
<b>Total importe zanja en asfalto</b>	<b>6.942,18 €</b>
<b>Total importe zanja en acera</b>	<b>198.970,89 €</b>

<b>Total importe línea cable 240mm2</b>	<b>22.657,3 €</b>
<b>Total importe línea cable 150mm2</b>	<b>4.250,1 €</b>
<b>Total importe CGP</b>	<b>14.207,97 €</b>
<b>Total importe CPM (1 abonado)</b>	<b>1.160,65 €</b>
<b>Total importe CPM (2 abonados)</b>	<b>31.950,45 €</b>
<b>Neto del presupuesto completo</b>	<b>280.139,54 €</b>
<b>0% de imprevistos</b>	<b>0,00 €</b>

<b>TOTAL PRESUPUESTO UNITARIO</b>	<b>280.139,54 €</b>
-----------------------------------	---------------------

El total del presupuesto de la Red Subterránea de Baja Tensión asciende a la cantidad de **DOSCIENTOS OCHENTA MIL CIENTO TREINTA Y NUEVE CON CINCUENTA Y CUATRO CENTIMOS.**

## **6.2 PRESUPUESTO LÍNEA SUBTERRANEA DE MEDIA TENSIÓN**

### **6.2.1 PRESUPUESTO UNITARIO**

#### **PRESUPUESTO PARCIAL L.S.M.T.**

#### **ZANJA EN ASFALTO PARA M.T. SIN REPOSICIÓN**

Zanja 0,5x1,00 m excavación por medios Mecánicos	ML	80	46.00	<b>3680</b>
Tubo DPN 160, tendido en zanja para señalización y control	ML	80	6.30	<b>504</b>
Dos tubos DPN 160, tendido en zanja	ML	160	6.30	<b>1008</b>
Hormigón H=200	M3	24	57.14	<b>1371.36</b>
Cinta atención al cable	ML	160	0.10	<b>16</b>
Relleno zahorra, compactación por medios	M3	24	10.30	<b>247.20</b>

mecánicos				
Prueba de compactación de terreno	UD	10	6.20	<b>62</b>
Aglomerado asfáltico	M3	10	22.70	<b>227</b>

<b>ZANJA EN ACERA PARA M.T. SIN REPOSICION</b>	
--	--

Zanja 0,8x1,10 m excavación por medios Mecánicos	ML	1345	50.60	<b>68057</b>
arena lavada para tendido de cables eléctricos	M3	108.22	15.40	<b>1666.58</b>
arena lavada para cubrir cables eléctricos	M3	432.91	15.40	<b>6666.81</b>
Placa señalización cables y protección mecánica, enlazable	ML	1345	2.65	<b>3564.25</b>
Tubo DPN 160, tendido en zanja para señalización y control	ML	1345	6.30	<b>8473.5</b>
Cinta atención al cable (x2)	ML	2690	0.10	<b>269</b>
Relleno zahorra, compactación por medios mecánicos	M3	649.37	10.30	<b>6688.51</b>
Prueba de compactación de terreno	UD	20	6.50	<b>130</b>
Colocación baldosa 0,80 ancho	ML	1345	10.88	<b>14633.6</b>

**LINEA CABLE HEPRZ1 12/20 kV  
3x(1x150) mm2 Al**

Cable aislamiento seco 12/20 KV HEPRZ1 1x150 mm2, tendido en zanja	ML	1608	8.60	<b>13828.8</b>
Encintado identificación cables colores negro, marron, amarillo, gris (cada 1.5m)	ML	1.574	0.50	<b>787</b>
Encintado mazo cables color negro (cada 1.5m)	UD	1.574	0.50	<b>787</b>

**JUEGO (3) TERMINALES PASATAPAS  
400 A ATORNILLADOS**

Terminal en "T" marca Prysmian referencia PMA-2-400/24 roscado y apantallado	UD	45	260.90	<b>11740.5</b>
Medios auxiliares, material de trabajo y preparación cables	UD	15	100	<b>1500</b>
Conexión a tomas de tierra de herrajes en C.T.	UD	15	50	<b>750</b>
Conexión a cabinas y marcado de fases colores marrón,	UD	15	50	<b>750</b>

amarillo, verde				
-----------------	--	--	--	--

## **MEDICION DE RADAR COMPROBACION DE CABLES**

Comprobación de radar	UD	1	2500	<b>2500</b>
Preparación de puntas de cable para Medición	UD	1	200	<b>200</b>
Señalización de zona durante los trabajos	UD	1	200	<b>200</b>

### **6.2.2 PRESUPUESTO TOTAL**

<b>importe zanja en asfalto</b>	<b>7.115,56 €</b>
<b>Total importe zanja en acera</b>	<b>110.149,2 €</b>
<b>Total importe línea cable 150mm2</b>	<b>15.402 €</b>
<b>Total importe juego pasatapas</b>	<b>14.750,50 €</b>
<b>Total importe medición radar</b>	<b>2.900 €</b>
<b>Neto del presupuesto completo</b>	<b>150.317,51 €</b>
<b>0% de imprevistos</b>	<b>0,00 €</b>

<b>TOTAL PRESUPUESTO UNITARIO</b>	<b>150.317,51 €</b>
-----------------------------------	---------------------

El total del presupuesto de la Red Subterránea de Alta Tensión asciende a la cantidad de **CIENTO CINCUENTA MIL TRESCIENTOS DIECISIETE CON CINCUENTA Y UN CENTIMOS.**

### 6.3 PRESUPUESTO CENTRO DE TRANSFORMACION PREFABRICADO PFU-5/20

#### 6.3.1. PRESUPUESTO UNITARIO

DESCRIPCIÓN		CANTIDAD	UNITARIO €	TOTAL €
<b>OBRA CIVIL</b>				
<b>Edificio de Transformación:</b> <b>PFU-5/20</b> Edificio prefabricado constituido por una envolvente, de estructura monobloque, de hormigón armado, tipo PFU-5/20, de dimensiones generales aproximadas 6080 mm de largo por 2380 mm de fondo por 3045 mm de alto. Incluye el edificio y todos sus elementos exteriores según CEI 622171-202, transporte, montaje y accesorios.		1	11825	<b>11825</b>

**EQUIPO DE  
MT**

<b>Entrada / Salida 1:</b> <b>CGMCOSMOS-L</b> Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL, con las siguientes características: - Un = 24 kV - In = 400 A - Icc = 16 kA / 40 kA - Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm - Mando: manual tipo B  Se incluyen el montaje y conexión.	1	2675	<b>2675</b>
---	---	------	-------------

<b>Entrada / Salida 2:</b> <b>CGMCOSMOS-L</b> Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL, con las siguientes características: - Un = 24 kV	1	2675	<b>2675</b>
--	---	------	-------------

<ul style="list-style-type: none"> <li>- In = 400 A</li> <li>- Icc = 16 kA / 40 kA</li> <li>- Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm</li> <li>- Mando: manual tipo B</li> </ul> <p>Se incluyen el montaje y conexión.</p>			
---	--	--	--

<p><b>Entrada / Salida 3:</b>  <b>CGMCOSMOS-L</b>  Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL, con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un = 24 kV</li> <li>- In = 400 A</li> <li>- Icc = 16 kA / 40 kA</li> <li>- Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm</li> <li>- Mando: manual tipo B</li> <li>- Se incluyen el montaje y conexión.</li> </ul>	1	2675	<b>2675</b>
---	---	------	-------------



<b>Entrada / Salida</b> <b>4:</b> <b>CGMCOSMOS-L</b> <b>f0</b> Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL, con las siguientes características: - Un = 24 kV - In = 400 A - Icc = 16 kA / 40 kA - Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm - Mando: manual tipo B  Se incluyen el montaje y conexión	1	2675	<b>2675</b>
---	---	------	-------------

<b>Entrada / Salida</b> <b>5 :</b> <b>CGMCOSMOS-L</b> Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL, con las siguientes	1	2675	<b>2675</b>
--	---	------	-------------

<p>características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un = 24 kV</li> <li>- In = 400 A</li> <li>- Icc = 16 kA / 40 kA</li> <li>- Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm</li> <li>- Mando: manual tipo B</li> </ul> <p>Se incluyen el montaje y conexión.</p>			
---	--	--	--

<p><b>Seccionamiento</b>  <b>Compañía:</b>  <b>CGMCOSMOS-S</b>  Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Un = 24 kV</li> <li>· In = 400 A</li> <li>· Icc = 16 kA / 40 kA</li> <li>· Dimensiones: 450 mm / 735 mm / 1740 mm</li> <li>· Mando: manual tipo B</li> </ul> <p>Se incluyen el montaje y conexión.</p>	1	2675	<b>2675</b>
---	---	------	-------------

<b>Protección Transformador 1:</b> <b>CGM COSMOS-P</b> Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: - Un = 24 kV - In = 400 A - Icc = 16 kA / 40 kA - Dimensiones: 470 mm / 735 mm / 1740 mm - Mando (fusibles): manual tipo BR  Se incluyen el montaje y conexión.	1	3500	<b>3500</b>
---	---	------	-------------

<b>Puentes MT Transformador 1:</b> <b>Cables MT 12/20 kV</b> Cables MT 12/20 kV del tipo DHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x50 Al empleando 3 de 10 m de longitud, y terminaciones ELASTIMOLD de 24 kV del tipo enchufable	1	1175	<b>1175</b>
---	---	------	-------------

acodada y modelo K158LR.			
--------------------------	--	--	--

<b>EQUIPO DE POTENCIA</b>	
---------------------------	--

<b>Transformador 1:</b> <i>Transformador aceite 24 kV</i> Transformador trifásico reductor de tensión, según las normas citadas en la Memoria con neutro accesible en el secundario, de potencia 400 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 420 V en vacío (B2), grupo de conexión Dyn11, de tensión de cortocircuito de 4% y regulación primaria de + 2,5%, + 5%, + 7,5%, + 10 %. Se incluye también una protección con Termómetro.	1	9450	<b>9450</b>
--	---	------	-------------

<b>EQUIPO DE BAJA TENSION</b>			
<b>Cuadros BT - B2 Transformador 1: CBTO</b> Cuadro de Baja Tensión Optimizado CBTO-C, con 5 salidas con fusibles salidas trifásicas con fusibles en bases ITV, y demás características descritas en la Memoria.	1	2975	<b>2975</b>
<b>Puentes BT - B2 Transformador 1:</b> <i>Puentes BT - B2 Transformador 1</i> Juego de puentes de cables de BT, de sección y material Al (Polietileno Reticulado) sin	1	1050	<b>1050</b>

## SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

<b>Tierras Exteriores Prot Transformación: Anillo rectangular</b> Instalación exterior de puesta a tierra de protección en el edificio de transformación, debidamente montada y conexionada, empleando conductor de cobre	1	1285	<b>1285</b>
--	---	------	-------------

<p>desnudo.</p> <p>El conductor de cobre está unido a picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro.</p> <p>Características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Geometría: Anillo rectangular</li> <li>* Profundidad: 0,5 m</li> <li>* Número de picas: cuatro</li> <li>* Longitud de picas: 2 metros</li> <li>* Dimensiones del rectángulo: 7.0x2.5 m</li> </ul>			
<p><b>Tierras Exteriores Serv Transformación: Picas alineadas Tierra de servicio o neutro del transformador. Instalación exterior realizada con cobre aislado con el mismo tipo de materiales que las tierras de protección.</b></p> <p><b>Características:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Geometría: Picas alineadas</li> <li>- Profundidad: 0,8 m</li> <li>- Número de picas: dos</li> <li>- Longitud de picas: 2 metros</li> <li>- Distancia entre picas: 3 metros</li> </ul>	1	630	<b>630</b>

<b>Tierras</b> <b>Interiores Prot</b> <b>Transformación:</b> <i>Instalación</i> <i>interior tierras</i> Instalación de puesta a tierra de protección en el edificio de transformación, con el conductor de cobre desnudo, grapado a la pared, y conectado a los equipos de MT	1	925	<b>925</b>
--	---	-----	------------

<b>Tierras</b> <b>Interiores Serv</b> <b>Transformación:</b> <i>Instalación</i> <i>interior tierras</i> Instalación de puesta a tierra de servicio en el edificio de transformación, con el conductor de cobre aislado, grapado a la pared, y conectado al neutro de BT, así como una caja general de tierra de servicio según las normas de la compañía suministradora.	1	925	<b>925</b>
---	---	-----	------------

## VARIOS

<b>Defensa de Transformador 1:</b> <i>Protección física transformador</i>	1	233	<b>233</b>
<b>Iluminación Edificio de Transformación:</b> <i>Equipo de iluminación</i> Equipo de iluminación compuesto de: - Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los equipos de MT. - Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.	1	600	<b>600</b>

<b>Maniobra de Transformación:</b> <i>Equipo de seguridad y maniobra</i> Equipo de operación que permite tanto la realización de maniobras con aislamiento suficiente para proteger al	1	700	<b>700</b>
--	---	-----	------------



personal durante la operación, tanto de maniobras como de mantenimiento, compuesto por: - Banquillo aislante - Par de guantes de amianto - Extintor de eficacia 89B - Una palanca de accionamiento - Armario de primeros auxilios			
--	--	--	--

### 6.3.2. PRESUPUESTO TOTAL

DESCRIPCION	TOTAL €
<b>Total importe obra civil</b>	<b>11.825,00 €</b>
<b>Total importe aparamenta de MT</b>	<b>20.725,00 €</b>
<b>Total importe equipos de potencia</b>	<b>9.450,00 €</b>
<b>Total importe equipos de BT</b>	<b>4.025,00 €</b>
<b>Total importe sistema de tierras</b>	<b>3.765,00 €</b>
<b>Total importe de varios</b>	<b>1.533,00 €</b>
<b>Neto del presupuesto completo</b>	<b>51.323,00 €</b>
<b>0% de imprevistos</b>	<b>0,00 €</b>

El total del presupuesto del Centro de Transformación prefabricado asciende a la cantidad de **CINCUENTA Y UN MIL TRESCIENTOS VEINTITRES EUROS** .

## 6.4 PRESUPUESTO CENTRO DE TRANSFORMACION PREFABRICADO MINIBLOCK

### 6.4.1 PRESUPUESTO UNITARIO

**TOTAL EQUIPO COMPACTO MINIBLOK** **28.525,00**

#### SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

<b>Tierras Exteriores Prot Transformación:</b> <i>Anillo rectangular</i> Instalación exterior de puesta a tierra de protección en el edificio de transformación, debidamente montada y conexionada, empleando conductor de cobre desnudo. El conductor de cobre está unido a picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro. Características: - Geometría: Anillo rectangular - Profundidad: 0,5 m - Número de picas: cuatro - Longitud de picas: 2 metros	1	1285	<b>1285</b>
--	---	------	-------------

- Dimensiones del rectángulo: 3.0x3.0m			
---	--	--	--

<b>Tierras Exteriores Serv Transformación:</b> <b><i>Picas alineadas</i></b> Tierra de servicio o neutro del transformador. Instalación exterior realizada con cobre aislado con el mismo tipo de materiales que las tierras de protección. Características: - Geometría: Picas alineadas - Profundidad: 0,8 m - Número de picas: dos - Longitud de picas: 2 metros - Distancia entre picas: 3 metros	1	630	<b>630</b>
---	---	-----	------------

<b>Tierras Interiores Prot Transformación:</b> <b><i>Instalación interior tierras</i></b> Instalación de puesta a tierra de	1	0	<b>0</b>
---	---	---	----------

protección en el edificio de transformación, con el conductor de cobre desnudo, grapado a la pared, y			
---	--	--	--

#### 6.4.2. PRESUPUESTO TOTAL

DESCRIPCION	TOTAL €
Total importe equipo compacto miniblok	28.525,00 €
Total importe circuito de tierras	1.915,00 €
Neto del presupuesto completo	30.440,00 €
0% de imprevistos	0,00 €

El conjunto incluye un total de 4 transformadores de las características anteriormente descritas, siendo por tanto el presupuesto total, **CIENTO VEINTE Y UN MIL SETECIENTOS SESENTA EUROS.**

<b>TOTAL PRESUPUESTO PROYECTO</b>	<b>121.760,00 €</b>
-----------------------------------	---------------------

#### 6.5 PRESUPUESTO ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD

##### 6.5.1. PRESUPUESTO UNITARIO

##### PRESUPUESTO PARCIAL ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNITARIO €	TOTAL €
<b>N</b>			
<b>PROTECCIONES</b>			
<b>INDIVIDUALES</b>			

<b>Casco de seguridad</b> homologado en material resistente al impacto, clase N, con arnés de adaptación, con marca "CE", según normas EPI.	10	1,96	<b>19,60</b>
<b>Casco de seguridad</b> homologado contra el riesgo eléctrico, clase "E-BT", para uso en baja tensión, con arnés de adaptación, en material resistente al impacto, con marca "CE", según normas EPI.	2	4,04	<b>8,08</b>
Par de <b>guantes de cuero</b> y loneta, con marca "CE", según normas EPI.	15	2,29	<b>34,35</b>

Par de <b>guantes aislantes</b> para instalaciones eléctricas, con marca "CE", según normas EPI.	2	8,52	<b>17,04</b>
Par de <b>guantes de goma impermeables</b> , con marca "CE", según normas EPI.	15	0,72	<b>10,80</b>
Par de <b>botas impermeables</b> , fabricadas en cloruro de polivinilo de media caña, varias tallas, con talón y empeine reforzado, forradas en loneta de algodón resistente, con plantilla antisudatoria, suela dentada antideslizante, con marca "CE", según normas EPI.	4	7,22	<b>28,88</b>
Par de <b>botas de seguridad</b> contra riesgos en los pies, fabricadas con serraje de piel y loneta reforzada contra los desgarros, varias tallas, con puntera metálica y plantilla antisudatoria forradas en loneta de algodón resistente, suela dentada antideslizante, con marca "CE", según normas EPI.	10	15,08	<b>150,80</b>

Par de <b>botas de seguridad</b> , fabricadas con material aislante de la electricidad, varias tallas, dotadas de suela antideslizante, para protección de trabajos en baja tensión, con marca "CE", según normas EPI.	2	26,25	<b>52,50</b>
<b>Mono de trabajo</b> de una pieza, de tejido ligero y flexible, amortizable en 1 uso.	10	15,02	<b>150,20</b>
<b>Traje impermeable</b> de trabajo, en 2 piezas de PVC.	4	7,88	<b>31,52</b>
<b>Gafas contra impactos</b> , homologadas, con marca "CE", según normas EPI.	2	8,52	<b>17,04</b>
<b>Mascarilla</b> para la retención de polvo, de pavel filtrante y filtros de recambio, con marca "CE", según normas EPI.	5	0,52	<b>2,60</b>
<b>Protectores auditivos</b> con arnés a la nuca.	2	12,87	<b>25,74</b>
<b>Cinturón antivibratorio</b> , amortizable en 4 usos.	2	9,97	<b>19,94</b>
<b>Peto llamativo y reflectante</b> de seguridad personal, color amarillo ó rojo, amortizable en tres usos.	10	6,44	<b>64,40</b>
Cinturón porta-herramientas para colgar hasta cuatro herramientas, con marca "CE", según normas EPI.	5	3,29	<b>16,45</b>

## PROTECCIONES COLECTIVAS

<b>Valla móvil metálica</b> de cerramiento de obra, formada por celosía electrosoldada a tubos de hierro galvanizados, de 1,90 m. de altura por 3,50 m. de longitud, con pedestal de hormigón para su sujeción, y elementos de unión entre ellas, incluso formación de puertas para paso de vehículos y personal, montada y desmontada, para diez puestas.	60	2,63	<b>157,80</b>
--	----	------	---------------

<b>Valla para contención de peatones</b> normalizada, de 2,40x1,05 m., con pieza laterales para empalmes y acoplamiento, amortizable en 10 usos.	10	2,58	<b>25,80</b>
<b>Panel direccional reflectante</b> de 80x40 cm. colocado en valla metálica, para diez puestas.	4	9,02	<b>36,08</b>
<b>Protección horizontal de huecos</b> con chapa de acero de 1,5 cm, incluso colocación y retirada, para cinco puestas.	5	12,30	<b>61,5</b>
<b>Cono de señalización</b> reflectante, colocado y retirado, para tres puestas.	5	2,97	<b>14,85</b>
<b>Cartel informativo de obra</b> de 80x40, con postecillo metálico anclado al terreno, para diez puestas.	4	12,99	<b>51,96</b>
<b>Señal de seguridad</b> de 40x40 cm indicativa de prohibido el paso para persona ajena a la obra, sujeta a valla móvil en puertas de accesos a la obra. Tres puestas.	4	2,46	<b>9,84</b>
<b>Señal de seguridad</b> de 50x40 cm indicativa de uso obligatorio de caso, sujeta a valla móvil en puertas de accesos a la obra. Tres puestas.	4	2,46	<b>9,84</b>
<b>Señal de tráfico homologada</b> para obras, con postecillo para anclaje a terreno mediante cemento de hormigón, amortizable en 3 puestas, incluso colocación y retirada.	10	19,64	<b>196,40</b>
<b>Banda bicolor (rojo-blanco)</b> plástica, para señalización, colocada y retirada.	200 ML	0,38	<b>76,00</b>
<b>Baliza luminosa intermitente</b> con carcasa de plástico y pieza de anclaje, con cédula fotoeléctrica y dos las, colocada y retirada. tres puestas.	10 ML	8,07	<b>80,70</b>
<b>Malla naranja de PVC</b> de 1,10 m. de altura, colocada y retirada.	100 ML	1,95	<b>195,00</b>
<b>Toma de tierra</b> mediante pica de cobre de 14mm de diámetro	1	28,03	<b>28,03</b>

<b>Interruptor diferencial</b> para instalaciones a 220V, de 30mA de sensibilidad, 25 A de intensidad nominal, amortizable en 1 uso, totalmente instalado.	1	41,28	<b>41,28</b>
<b>Extintor de polvo seco BCE</b> de 12 Kg, cargado, amortizable en 3 usos, totalmente instalado.	1	30,26	<b>30,26</b>
<b>Brigada de seguridad</b> en mantenimiento y reposición de protecciones.	20	26,01	<b>520,20</b>

## **INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR**

<b>Alquiler de caseta prefabricada</b> , con comedor, dos aseos, un urinario, dos duchas, y dos placas turcas en otro compartimento con acceso independiente, durante un mes, de 8,20x2,40m, con estructura metálica mediante perfiles conformados en frío, cerramiento de chapa nervada y galvanizada, acabado con pintura prelacada, aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido, revestimiento de PVC en suelos, tablero melaminado en paredes, ventanas de aluminio anodizado, persianas correderas de protección, incluso instalación eléctrica con distribución interior de alumbrado y fuerza con toma exterior a 220 V.	6	128,47	<b>770,82</b>
<b>Acometidas a caseta</b> de energía eléctrica, agua, y saneamiento.	1	180,31	<b>180,31</b>
<b>Taquilla metálica individual</b> con llave de 1,78 m. de altura, colocada y retirada. para diez usos.	5	7,09	<b>35,45</b>
<b>Mesa de madera</b> para cinco personas, amortizable en 4 usos, colocada.	1	15,93	<b>15,93</b>

<b>Banco de madera</b> de capacidad para cinco personas, amortizable en 4 usos, colocado.	2	10,31	<b>20,62</b>
<b>Horno microondas</b> para calentar comidas, de 18 L de capacidad, plato giratorio y reloj programador, amortizable en 5 usos, instalado.	1	27,04	<b>27,04</b>
<b>Radiador eléctrico de 1000 W</b> , amortizable en 3 usos, instalado.	1	4,21	<b>4,21</b>
<b>Recipiente para recogida de desperdicios</b> , tres usos, colocado.	1	7,10	<b>7,10</b>
<b>Instalación de dos espejos, dos portarrollos tipo industrial con cerradura, dos perchas, dos jaboneras, y un secamanos eléctrico</b> , para tres usos.	1	32,51	<b>32,51</b>
<b>Limpieza y desinfección de caseta de obra.</b>	10	13,01	<b>13,01</b>

### 6.5.2. PRESUPUESTO TOTAL

DESCRIPCION	TOTAL €
<b>Total importe Protecciones individuales</b>	<b>649,94 €</b>
<b>Total importe Protecciones colectivas</b>	<b>1.535,54 €</b>
<b>Total importe Inst. Hig. Y Bien.</b>	<b>1.107,00 €</b>
<b>Total importe Medic. Preven. Pri. Aux.</b>	<b>101,04 €</b>
<b>Total importe Formac. Reun. Oblig. Cumpl.</b>	<b>334,63 €</b>
<b>Neto del presupuesto completo</b>	<b>3.728,15 €</b>
<b>0% de imprevistos</b>	<b>0,00 €</b>

El total del presupuesto del Centro de Transformación prefabricado asciende a la cantidad de **TRES MIL SETECIENTOS VEINTIOCHO CON QUINCE.**

## 6.6 PRESUPUESTO ESTUDIO PLAN DE GESTION DE RESIDUOS

### 6.6.1. PRESUPUESTO UNITARIO

RESIDUOS	VOLUMEN CONTENE DOR/BIDO N	CANTIDAD	UNITARIO €	CANON DE VERTIDO €	TOTAL €
Tierras de excavación.	Camion 20T max 10km	103	64,96	6,12	19.287,53
Metales	Contenedor 7,0 m3	3	63,49	2,85	257,89
Papel	Contenedor 30 m3	1	97,50	2,65	7,92
Plástico	Contenedor 30 m3	1	97,50	2,65	39,60
Yeso	Contenedor 7,0 m3	1	63,49	8,13	79,69
Arena , Grava y otros áridos	Contenedor 7,0 m3	2	63,49	8,13	288,95
Hormigón	Contenedor 7,0 m3	7	63,49	3,50	841,88
Ladrillos, azulejos y cerámicos	Contenedor 7,0 m3	49	63,49	5,20	5.768,22
Piedra	Contenedor 7,0 m3	5	63,49	9,06	746,12
Basuras	Contenedor 7,0 m3	12	63,49	9,10	1.396,40

### 6.6.2. PRESUPUESTO TOTAL

DESCRIPCION	TOTAL €
Total importe Residuos naturaleza petrea	19.287,53 €
Total importe Residuos naturaleza no petrea	9.426,66 €
Neto del presupuesto completo	28.714,19 €
0% de imprevistos	0,00 €

<b>TOTAL PRESUPUESTO UNITARIO TRANSPORTE + VERTIDO</b>	<b>28.714,19 €</b>
--	--------------------



<b>TOTAL PRESUPUESTO UNITARIO</b>	<b>273.872,05 €</b>
-----------------------------------	---------------------

El total del presupuesto del Centros de Transformación compactos asciende a la cantidad de **VEINTIOCHO MIL SETECIENTOS CATORCE CON DIECINUEVE CENTIMOS**.

### 6.7.3 PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO

<b>DESCRIPCION</b>	<b>TOTAL €</b>
Red Subterránea de Baja Tensión	<b>280.139,54 €</b>
Red Subterránea de Media Tensión	<b>150.317,51 €</b>
Centro de Transformación PFU-5/20	<b>51.323,00 €</b>
4 Centros de Transformación compactos miniblok	<b>121.760,00 €</b>
Estudio Basico de Seguridad y Salud	<b>3.728,15 €</b>
Plan de gestión de residuos	<b>28.714,19 €</b>
<b>Presupuesto de Ejecución y Material</b>	<b>626.527,96€</b>
13% Gastos Generales	<b>82.848,43 €</b>
6% Beneficio Industrial	<b>49.709,06 €</b>
<b>Presupuesto de Ejecución de Contrato</b>	<b>759085.45 €</b>
18% IVA	<b>138.573,56 €</b>

<b>Presupuesto de Licitación</b>	<b>907.113,44 €</b>
----------------------------------	---------------------

*El presupuesto de licitación del proyecto de “Electrificación de un polígono residencial” asciende a la cantidad total de NOVECIENTOS SIETE MIL CIENTO TRECE CON CUARENTA Y CUATRO CENTIMOS .*

# 7. PLANOS

1. **SITUACIÓN**
2. **EMPLAZAMIENTO**
3. **ANILLOS BT DE CT1**
4. **ANILLOS BT DE CT2**
5. **ANILLOS BT DE CT3**
6. **ANILLOS BT DE CT4**
7. **ANILLOS BT DE CT5**
8. **ANILLOS BT DE CT6**
9. **ANILLOS BT DE CT7**
10. **ANILLOS BT DE CT8**
11. **ANILLOS BT DE CT9**
12. **ANILLOS BT DE CT10**
13. **ANILLOS BT DE CT11**
14. **ANILLOS BT DE CT12**
15. **ANILLOS BT DE CT13**
16. **ANILLOS BT DE CT14**
17. **ANILLOS BT DE CT15**
18. **ANILLOS BT DE CT16**
19. **TRAZADO DE LINEAS DE MT Y REPARTO DE TRAFORMADORES**
20. **ESQUEMA UNIFILAR PFU-5/20 CR**
21. **DIMENSIONES PFU-5/20 CON CAPACIDAD DE 1 TRASFORMADOR**
22. **ESQUEMA UNIFILAR PFU-5/20 PARA 2 TRASFRMADORES**
23. **DIMENSIONES PFU-5/20 CON CAPACIDAD DE 2 TRASFORMADOR**
24. **ESQUEMA UNIFILAR PFU-4/20**
25. **DIMENSIONES PFU-4/20**
26. **ESQUEMA UNIFILAR MINIBLOCK**
27. **DIMENSIONES MINIBLOCK**
28. **ESQUEMA DE TIERRAS**
29. **DETALLE DE ZANJAS**
30. **DETALLE DE ZANJAS**
31. **DETALLE DE ZANJAS**
32. **LÍNEA AÉREA**